



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

TERO FINNING
FORSSAN VERKKOPALVELUT OY:N SÄHKÖVERKON
KEHITTÄMINEN KÄYTTÖVARMUUDEN JA
ENERGIATEHOKKUUDEN NÄKÖKULMASTA
Diplomityö

Tarkastaja: professori Pertti
Järventausta
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Sähkötekniikan
tiedekuntaneuvoston
kokouksessa 3. marraskuuta 2010

TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

FINNING, TERO: Forssan Verkkopalvelut Oy:n sähköverkon kehittäminen käyttövarmuuden ja energiatehokkuuden näkökulmasta

Diplomityö, 68 sivua, 5 liitesivua

Marraskuu 2010

Pääaine: Sähköverkot ja -markkinat

Tarkastaja: professori Pertti Järventausta

Avainsanat: Sähkönjakelu, käyttövarmuus, luotettavuuslaskenta, energiatehokkuus, häviöt, jännitekuopat

Tämän työn tarkoituksena on selvittää Forssan Verkkopalvelut Oy:n sähkönjakeluverkon teknistaloudelliset mahdollisuudet kehittää sähkönjakelun käyttövarmuutta ja vähentää verkossa tapahtuvia häviöitä. Etenkin muutamalle kriittisille asiakkaalle halutaan turvata erityisen hyvä sähkön laatu. Lisäksi tutkitaan mahdollisuuksia häviöiden ajallisen vaihtelun määrittämiseksi sekä selvitetään kuormitusten lämpötilariippuvuuksia.

Käyttövarmuuden parantamiseksi ehdotettiin maastokatkaisijoiden ja kauko-ohjattujen erottimien asentamista kahdelle eri avojohtolähdölle. Maastokatkaisijoiden avulla asiakkaiden kokemien keskeytysten määrä vähenee ja kauko-ohjatuilla erottimilla keskeytysaikaa saadaan pienennettyä. Työssä käytettiin luotettavuuspohjaista verkostanalyysiä ja sitä varten tehtyä LuoVa-sovellusta.

Jännitekuoppien määrää haluttiin pienentää kriittisten asiakkaiden osalta. Uudella päämuuntajalla ja verkostotopologian muutoksilla kriittisten asiakkaiden syöttämät lähdöt saataisiin pääasiassa maakaapeleiksi, jolloin vikojen määrä pysyisi mahdollisimman pienenä sekä muilla lähdöillä tapahtuneet viat eivät aiheuttaisi jännitekuoppia uuden päämuuntajan syöttämille lähdöille. Uutta päämuuntajaa tarvitaan, koska nykyisen päämuuntajan kapasiteetti ei riitä syöttämään useita isoja teollisuuslaitoksia samanaikaisesti. Päämuuntajan vaihto pienentää hieman myös kuormitushäviöitä.

Häviöiden osalta ensiksi selvitettiin verkossa tapahtuvien häviöiden lähteet ja niiden vuotuinen häviöenergian määrä. Tämän jälkeen mallinnettiin häviökuormituskäyrä yhden vuoden tuntitehojen avulla.

Työssä tutkittiin myös johtimien optimaalisia poikkipinta-alojen paksuuksia. Johtopäätös oli, että käytetyillä parametreilla nykyisiä maakaapeleita ei ole kannattavaa vaihtaa pelkästään häviökustannusten pienemisen takia. Tarkastelussa huomattiin kuitenkin, että maakaapeleiden terminen kestoisuus saattaa ylittyä tietyillä johtolähdöillä. Niiden lähtöjen maakaapeleiden poikkipinta-alaa on isonnettava teknisten reunaehtojen sallimiin rajoihin.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Power engineering

TERO FINNING: Development of the Forssan Verkkopalvelut Oy electricity distribution network from reliability and energy efficiency perspective

Master of Science Thesis, 68 pages, 5 appendix pages

November 2010

Major: Power systems and market

Examiner: Professor Pertti Järventausta

Keywords: Electricity distribution network, reliability calculation, energy efficiency, losses, voltage sags

Purpose of this thesis was to examine techno-economic potential to improve electricity distribution reliability and to reduce losses in the Forssan Verkkopalvelut Oy electricity distribution network. Particularly good quality of electricity especially for the few critical customers was one aim of the thesis. In addition, possibilities to determine the time variation of the losses was studied and the temperature dependencies of the loads was investigated.

It was suggested to install new pole-mounted circuit breakers and remote-controlled disconnectors for two different substation feeders to improve network reliability. Circuit breakers reduce customers interruption frequency and remote-controlled disconnectors decrease customers interruption duration time. Reliability-based network analysis and LuoVa application made for it was used in the thesis.

Number of voltage sags was wanted to reduce for the critical customers. Feeders that supply the critical customers would be cable if a new main transformer for the substation is installed and network topology changes are made. The feeder interruptions would stay at minimum and faults of other feeders would not cause voltage sags for critical customers. The new transformer is needed because the old one cannot supply several big industrial plants at the same time. The new transformer slightly reduces losses too.

The sources of the network losses and the annual amount of energy loss were studied at the first. After that was modeled annual loss curve with hourly power data.

Optimal cross-section area of conductors was studied. Conclusion was that current conductors are thick enough if the costs of the losses are considered only. However, it was noticed that thermal durability might exceed some of the feeders. In these feeders conductors cross-section area should be thickened so the technical boundaries become fulfilled.

ALKUSANAT

Tämä työ on tehty Forssan Verkkopalvelut Oy:n ehdottamasta aiheesta. Työn tarkastajana on toiminut professori Pertti Järventausta ja ohjaajina verkkopäällikkö Jyrki Tulander sekä toimitusjohtaja Heikki Nevasalmi. Haluan osoittaa heille vilpittömät kiitokset mahdollisuudesta tehdä diplomityöni kyseiseen yhtiöön.

Haluan myös kiittää kaikkia Forssan Verkkopalvelut Oy:n työntekijöitä mukavasta työilmapiiristä. Erikoiskiitokset ABB:n Pentti Juutille ja professori Pekka Verholle heidän avustaan LuoVa-sovelluksen käyttöönotossa sekä suunnitteluinsinööri Mika Suloselle hyvistä neuvoista työn eri vaiheissa.

Forssassa 22. lokakuuta 2010

Tero Finning

SISÄLLYS

Tiivistelmä	II
Abstract	III
Alkusanat	IV
Lyhenteet ja merkinnät.....	VII
1. Johdanto	1
1.1. Forssan Verkkopalvelut Oy:n sähköverkko	2
1.2. Työn tavoitteet	3
2. Käyttövarmuus	4
2.1. Käyttövarmuutta kuvaavat tunnusluvut	8
2.2. Käyttövarmuuteen vaikuttavat tekijät	10
2.2.1. Komponentit	11
2.2.2. Verkostoautomaatio	12
2.2.3. Varayhteydet	13
3. Energiatehokkuus	14
3.1. Häviöiden mallintaminen	14
3.2. Häviöiden hinnoittelu	20
3.3. Häviöiden minimointi	20
3.3.1. Johdinten poikkipinta.....	21
3.3.2. Muuntajien valinta	25
3.3.3. Verkon jakorajojen kausittainen muuttaminen	27
3.3.4. Kompensointi.....	27
4. Forssan Verkkopalvelut Oy:n verkon nykytila	29
4.1. Sähkötekniinen kunto	29
4.2. Käyttövarmuus	29
4.3. Pylväiden ikäjakama	31
5. Käyttövarmuuden kehittäminen Forssan Verkkopalvelut Oy:n verkossa.....	33
5.1. Laskentaparametrit	33
5.2. Murronkulman ja Järvenpään johtolähdöt	34
5.3. Muut johtolähdöt.....	39
5.4. Kriittiset asiakkaat.....	40
5.5. Toimitusvarmuuskriteeristön toteutuminen FVP Oy:n verkossa.....	45
6. Energiatehokkuuden parantaminen Forssan Verkkopalvelut Oy:n verkossa.....	47
6.1. Häviöiden lähteet FVP Oy:n verkossa	47
6.1.1. Johdot ja jakelumuuntajat	48
6.1.2. Päämuuntajat.....	48
6.1.3. Energiamittarit	49
6.1.4. Sulakkeet.....	50
6.1.5. Sähköasemien omakäyttömuuntajat	50
6.1.6. 110 kV:n johto	50
6.1.7. Verkkokäskylaitteet	51

6.1.8. Verkon kokonaishäviöt	51
6.2. Häviölaskentamallin soveltaminen FVP Oy:n verkolle	52
6.3. Häviökuormituskäyrän mallinnus FVP Oy:n verkolle.....	54
6.4. Lämpötilan vaikutus kuormitukseen	56
6.5. Häviöiden pienentäminen FVP Oy:n verkossa	59
6.5.1. Päämuuntajan vaihto	59
6.5.2. Vieremän johtolähdön maakaapelin vaihto	60
6.5.3. Kiimassuo – Pilvenmäki välin maakaapelin vaihto	61
6.5.4. Pehtoorinpuiston muuntajakoko	61
6.5.5. Tuntiluettavien energiamittareiden hyödyntäminen	62
7. Yhteenveto	63
Lähteet.....	65
Liite 1: Johdinten tekniset tiedot ja investointikustannukset	69
Liite 2: Kuukauden keskilämpötilat	70
Liite 3: LuoVa-sovelluksen parametrit	71
Liite 4: Forssan maankäytön aluejako	73

LYHENTEET JA MERKINNÄT

α	Pienjänniteverkon energian suhde kokonaisenergiaan
α_0	Kertoimen α referenssiarvo
β	Keskijänniteverkon häviökertoimen korjauskerroin 1
β_i	Päämuuntajan i kautta syötetyn pätötehon osuus kokonaispätötehosta
γ	Keskijänniteverkon häviökertoimen korjauskerroin 2
κ	Diskonttauskerroin
Ψ	Diskonttauskertoimen laskemisessa käytetty apukerroin
ϵ	Annuiteettikerroin
A	Päämuuntajien nimellisten kuormitushäviöiden summan suhde päämuuntajien nimellistehtojen summan neliöön
A_i	Johtimen poikkipinta-ala
B	Jakelumuuntajien nimellisten kuormitushäviöiden summan suhde jakelumuuntajien nimellistehtojen summan neliöön
c_l	Johtimen investointikustannukset kilometriä kohden
c_l	Tehohäviöiden hinta
h	Keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta
$k(l)$	Muuntopiirin l vuotuinen keskeytysten lukumäärä
$ka_{mp}(i,l)$	Keskeytyksen i muuntopiirin l aiheuttama keskeytysaika
k_{kj}	Keskijänniteverkon häviökerroin
k_{jm}	Jakelumuuntajan kuormitushäviön korjauskerroin
k_{pj}	Pienjänniteverkon häviökerroin
k_{pm}	Päämuuntajan kuormitushäviön korjauskerroin
K_{h1}	Ensimmäisen vuoden häviökustannukset
K_{inv}	Investointikustannukset
K_{Kesk}	Keskeytyskustannukset
K_{kun}	Kunnossapitokustannukset
$K_{häv}$	Häviökustannukset
K_r	Rakentamiskustannukset
m	Muuntopiirien lukumäärä
n	Keskeytysten lukumäärä
n_j	Asiakas
N_s	Asiakkaiden lukumäärä
odott	Odottamaton keskeytys
p	Korkoprosentti
P_{0N}	Nimellinen tyhjäkäyntiteho
P_0	Tyhjäkäyntiteho
P_{ave}	Lähdön keskimääräinen pätöteho
P_h	Pätötehohäviö
P_{kN}	Nimellinen kuormitushäviöteho

P_k	Kuormitushäviöteho
P_{\max}	Pätötehohuippu
r	Kuormituksen vuotuinen kasvuprosentti
R^2	Korrelaation selityskerroin
R	Verkon kuormitushäviöitä kuvaava resistanssi
R_0	Verkon tyhjäkäyntihäviöitä kuvaava resistanssi
R_a	Johtimen resistanssi kilometriä kohden
S_n	Nimellisteho
T	Suunnittelujakson pituus
T_t	Vuoden tuntien lukumäärä
t_{ij}	Asiakkaalle koitunut sähkötön aika
U	Pääjännite
U_a	Syöttävän verkon jännite
U_b	Verkon jännite asiakkaan liittämiskohdassa
$W_{mp}(l)$	Muuntopiirin l vuosienergia
W_t	Käyttäjille luovutettu energiamäärä
W_{tot}	Jakelualueen vuosienergia
Z_a	Syöttävän verkon impedanssi tarkasteltavaan kiskoon asti
Z_b	Kiskon ja vikapaikan välinen impedanssi
AJK	Aikajälleenkytkentä
CAIDI	Keskeytysten keskipituus
EMV	Energiamarkkinavirasto
FVP OY	Forssan Verkkopalvelut Oy
JM	Jakelumuuntaja
KA	Energiapainotettu keskeytysaika
KAH	Keskeytyksestä aiheutuva haitta
KJ	Keskijännite
KM	Energiapainotettu keskeytysmäärä
LUOVA	Luotettavuuspohjainen verkostanalyysi
MAIFI	Lyhyiden keskeytysten keskimääräinen lukumäärä
MO-suoja	Metallioksidilyijännitesuoja
PAS	Päällystetty avojohto
PJ	Pienjännite
PJK	Pikajälleenkytkentä
PM	Päämuuntaja
RKI	Rakennuskustannusindeksi
SAIDI	Keskeytysten keskimääräinen yhteenlaskettu kesto aika
SAIFI	Keskeytysten keskimääräinen lukumäärä
UPS	Keskeytymätön sähkönsyöttö
WTA	Willing to accept
WTP	Willing to pay

1. JOHDANTO

Sähkönjakelutoiminta on alueellinen monopoli, jota valvotaan Energiamarkkinaviraston (EMV) toimesta. EMV on määritellyt sähköverkonhaltijoille kohtuullisen tuoton sekä verkon tehostamistavoitteet. Valvontamallin avulla pyritään kannustamaan verkon kustannustehokkaaseen kehittämiseen.

Energiamarkkinaviraston ensimmäinen sähköverkkotoiminnan kohtuullisen tuoton valvontajakso oli vuosina 2005–2007, jolloin verkkoyhtiöiden tuli ottaa ensimmäistä kertaa huomioon EMV:n määrittelemät menetelmät siirtohinnoittelussa. Tällä hetkelle on menossa toinen jakso, nykyisten jaksojen kestäessä neljä vuotta. Energiamarkkinaviraston vahvistamat laskentamenetelmät sisältävät sähköverkkotoimintaan sitoutuneen pääoman arvostusperiaatteet, sitoutuneen pääoman kohtuullisen tuoton ja verkkotoiminnan tuloksen määrittävät sekä verkkotoiminnan tehostamistavoitteen. Näiden tietojen perusteella voidaan laskea kuinka suuren tuoton sähköverkonhaltija voi toiminnallaan saada. [1]

Sähkönjakelun luotettavuudesta on tullut tärkeä kriteeri verkon suunnittelussa Energiamarkkinaviraston määritellessä odottamattomille ja suunnitelluille keskeytyksille keskeytyskustannukset, jotka otetaan huomioon verkonhaltijan kohtuullista tuottoa määriteltäessä. Näin ollen keskeytysten ajan ja määrän pienentäminen vaikuttaa suoraan verkkoliiketoiminnan todelliseen tuottoon. Verkkoyhtiöt ovatkin panostaneet sähkönjakelun toimintavarmuuteen yhä enemmän aikaa ja resursseja. Valvonnan lisäksi yhteiskunnan kasvava tarve häiriöttömään sähkönjakeluun puoltaa investointeja sähköverkon käyttövarmuuden parantamiseksi.

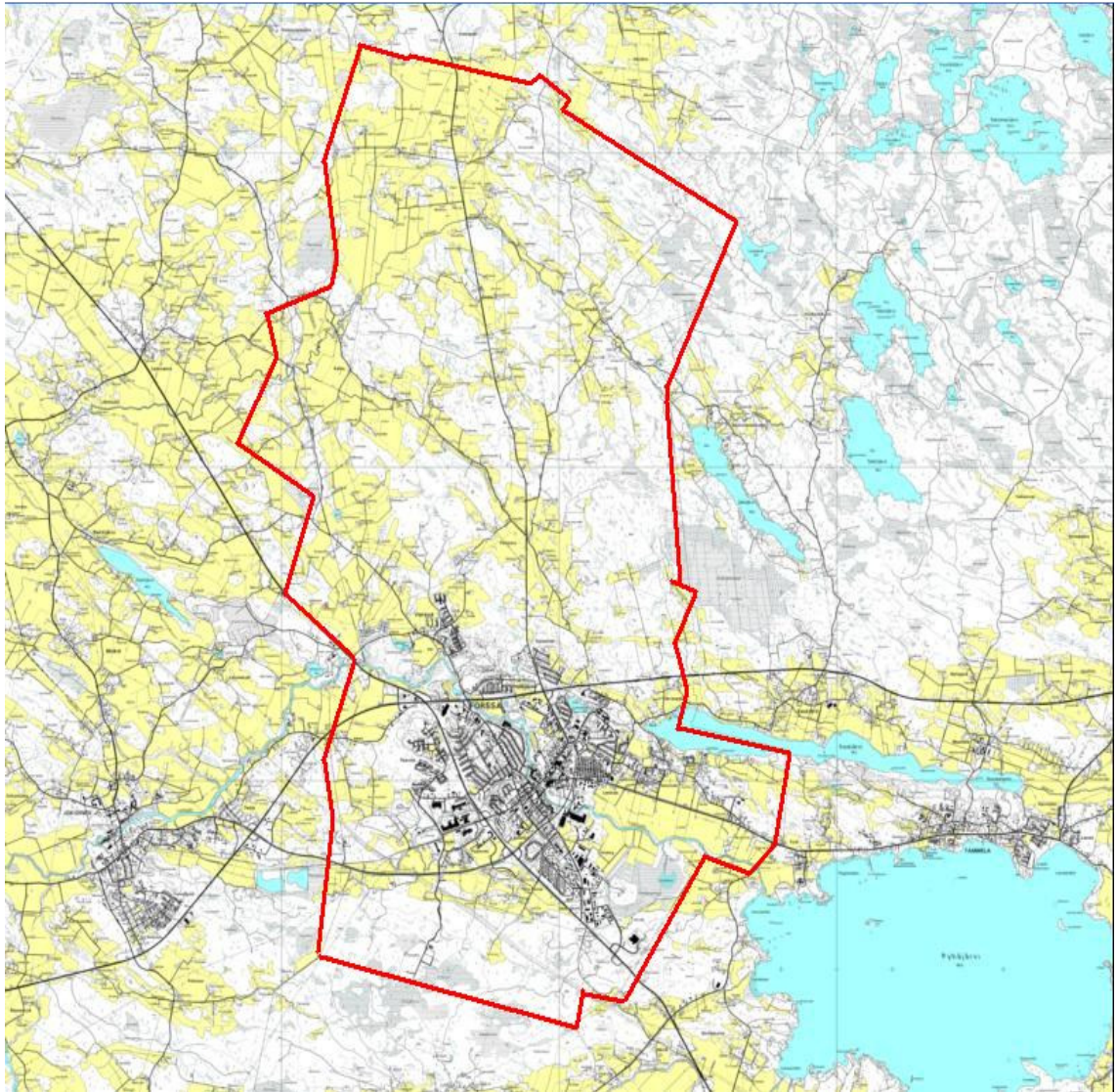
Sähköverkon häviöiden pienentämisellä on taloudellisia vaikutuksia, mutta myös yhteiskunnan huoli ilmastonmuutoksesta on nopeuttanut energiatehokkaiden ratkaisujen yleistymistä. Sähköverkossa energiatehokkuudella tarkoitetaan verkon häviöiden minimoimista, jotka suurimmaksi osaksi syntyvät muuntajissa ja johdoissa.

Forssan Verkkopalvelut Oy on liittynyt Elinkeinoelämän energiatehokkuussopimukseen. Energiateollisuuden mukaan ”Sopimusjärjestelmän tavoitteena on sisällyttää energiatehokkuuden jatkuva parantaminen osaksi yrityksen normaalia päivittäistä toimintaa. Jatkuva parantaminen kohdistuu sekä asiakkaiden että yrityksen oman energiankäytön tehostamiseen.” [2] Sopimus on vuosille 2008–2016 ja Forssan Verkkopalvelut Oy on mukana sähkönjakelun energiatehokkuuden parantamisessa. Sopimuksen tavoitteiden saavuttaminen edellyttää energiamääränä vähintään 5 prosentin ohjeellisen tehostamistavoitteen asettamista oman energiankäytön tehostamiseksi.

1.1. Forssan Verkkopalvelut Oy:n sähköverkko

Forssan Verkkopalvelut Oy:n sähköverkko on kahden sähköaseman syöttämä pienehkö taajamaverkko. Sähköverkko koostuu Forssan kaupunkialueesta sekä harvemmin asutusta maaseutualueesta. Kaupunkialuetta syötetään pääasiassa maakaapeleilla ja maaseutua avojohdoilla. Sähköasemat ovat yhteydessä toisiinsa kuuden kilometrin 110 kV:n suurjännitejohdolla. Pienjänniteverkon pituus on noin 565 km, josta maakaapelia on 72 %. Keski-jänniteverkkoa on noin 185 km, jonka kaapelointiaste on 47 %.

Yhtiön historia ylettyy aina vuoteen 1920, jolloin tehtiin päätös kunnallisen sähkölaitoksen perustamisesta Forssaan. Forssan kaupungin omistuksesta yhtiö siirtyi Vapo Oy:lle 1999. Yhtiö sai nykyisen nimensä vuonna 2006, jolloin Forssan Energian sähköverkkoliiketoimintaan liittyvät toiminnot eriytettiin omaksi yhtiöksi, jonka nimeksi tuli Forssan Verkkopalvelut Oy. Forssan Verkkopalvelut Oy siirtyi Sallilan Energia –konsernin ja Valkeakosken Energia Oy:n omistukseen vuonna 2010 niiden ostaessa yhdessä koko osakekannan. [3]



Kuva 1.1: FVP Oy:n verkkoalue

Taulukko 1.1: FVP Oy:n tunnuslukuja

Pienjännit- verkon pituus	Keskijännit- verkon pituus	20 kV:n kaapeloint- aste	Asiak- kaita	Jakelumuun- tamoita	Verkossa siir- retty energia
565 km	185 km	47 %	10300 kpl	210 kpl	250 GWh

Forssan Verkkopalvelut Oy:n toimintaan kuuluu sähköliittymien ja -verkon rakentaminen sekä niiden ylläpito. Muut toiminnot ovat ulkoistettu. Yhtiössä työskentelee yhteensä kaksikymmentä työntekijää.

1.2. Työn tavoitteet

Tämän työn tavoitteena on tutkia erilaisia teknistaloudellisia mahdollisuuksia Forssan Verkkopalvelut Oy:n sähköverkon kehittämiseksi. Tarkastelu perustuu verkostokomponenttien, verkkotopologian sekä muuntamokokojen ja -paikkojen teknistaloudelliseen valintaan. Käytännössä se tarkoittaa sitä, että minimoidaan kokonaiskustannukset seuraavien reunaehtojen vallitessa:

- Johtimien terminen kestoisuus ei ylitä
- Johtimilla ja komponenteilla on riittävä oikosulkukestoisuus
- Sähköturvallisuussäännökset toteutuvat
- Jännitteen alenema pysyy sallituissa rajoissa
- Käyttövarmuudelle asetetut rajat toteutuvat

Erilaisten verkkoratkaisujen joukosta valitaan se, jonka kokonaiskustannukset ovat pienimmät reunaehtojen vallitessa. Reunaehtoja valittaessa on oltava kuitenkin tarkkana, koska verkon ylimitoitus johtaa tarpeettoman suuriin investointikustannuksiin.

Työssä tarkastellaan pääasiassa verkon käyttövarmuuden parantamista ja häviöiden pienentämistä. Lisäksi tutkitaan mahdollisuuksia turvata erityisen hyvä sähkön laatu muutamalle kriittiselle asiakkaalle FVP Oy:n sähköverkossa, selvitetään sähköverkossa syntyneiden häviöiden lähteet sekä mallintaa häviökäyrän tunnittainen vaihtelu riittäväällä tarkkuudella.

Työn tekemisessä hyödynnetään Tampereen teknillisen yliopiston ja ABB:n yhteistyössä tekemässä luotettavuuspohjainen verkostanalyysi -projektissa kehitettyä LuoVa-prototyypiohjelmistoa, joka voidaan integroida Integra verkkotietojärjestelmään. LuoVa:n avulla voidaan laskea keskeytys- ja jännitekuoppakustannuksia, määrittellä yksittäisille komponenteille vikataajuuksia sekä tutkia kokonaiskustannuksia erilaisille verkkoratkaisuille.

2. KÄYTTÖVARMUUS

Sähköverkon käyttövarmuus määritellään lähteessä [4] seuraavasti: ”Sähköverkon käyttövarmuudella tarkoitetaan verkon kykyä täyttää siltä vaadittu toiminto vaaditulla ajanhetkellä ja aikavälillä vallitsevissa olosuhteissa.” Käyttövarmuutta voidaan parantaa keinoilla, jotka mahdollistavat sähkönjakelun jatkumisen, vaikka jokin verkon osa ei toimisi sille vaaditulla tavalla. [4]

Sähköverkon käyttövarmuuden parantamisesta on tullut merkittävä tekijä verkostosuunnittelussa Energiamarkkinaviraston otettua käyttöön sähkön laadun arvioinnin osana verkonhaltijoiden verkkotoiminnan kohtuullisen tuotannon valvontaa. Keskeytyksistä aiheutuvan haitan eli KAH-arvon arvostuksesta rahamääräiseksi on tehty tutkimuksia mm. ”Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta” [5] ja ”Keskeytystunuslukujen referenssiarvojen määrittäminen” [6], joiden avulla Energiamarkkinavirasto on määritellyt valtakunnallisilla energiaosuuksilla painotetut KAH-arvot valvontajaksolle 2008–2011. Taulukossa 2 on esitetty erityyppisille keskeytyksille käytetyt hinnat vuoden 2005 rahan arvossa.

Taulukko 2.1 Sähköntoimituksessa tapahtuneiden keskeytysten aiheuttamien haittojen hinnat vuoden 2005 rahan arvossa [7]

Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		PJK	AJK
€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
1,1	11,0	0,5	6,8	0,55	1,1

Vuoden 2005 hintatason KAH-arvot korjataan vastaamaan tarkasteluvuoden hintatasoa rakennuskustannusindeksin avulla. Korjaus tehdään siten, että rakennuskustannusindeksin (1995=100) vuoden 2004 huhti-kesäkuun keskiarvoa verrataan tarkasteltavan vuoden edellistä olevan vuoden huhti-kesäkuun keskiarvoon, jolloin saadaan rakennuskustannusindeksin muutos tarkasteltavalle vuodelle. KAH-arvot vuodelle t rahanarvossa k saadaan laskettua yhtälöllä 2.1 [7]

$$KAH_{t,k} = (KA_{odott,t} * h_{E,odott} + KM_{odott,t} * h_{W,odott} + KA_{suunn,t} * h_{E,suunn} + KM_{suunn,t} * h_{W,suunn} + AJK_t * h_{AJK} + PJK_t * h_{PJK}) * \left(\frac{W_t}{T_t}\right) * (1 + \Delta RKI_k), \quad (2.1)$$

missä

$KAH_{t,k}$	=	Toteutunut sähköntoimituksen keskeytyksistä verkonhaltijan asiakkaille aiheutunut haitta
$KA_{odott,t}$	=	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV:n verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysaika vuonna t, tunti.
$h_{E,odott}$	=	Odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta euro/kWh vuoden 2005 rahan arvossa.
$KM_{odott,t}$	=	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV:n verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kpl
$h_{W,odott}$	=	Odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta euro/kW vuoden 2005 rahanarvossa.
$KA_{suunn,t}$	=	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV:n verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysaika vuonna t, tunti.
$h_{E,suunn}$	=	Suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta euro/kWh vuoden 2005 rahanarvossa.
$KM_{suunn,t}$	=	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV:n verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kpl
$h_{W,suunn}$	=	Suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta euro/kWh vuoden 2005 rahanarvossa.
AJK_t	=	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV:n verkon aikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kpl.
h_{AJK}	=	Aikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta euro/kW vuoden 2005 rahanarvossa.
PJK_t	=	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV:n verkon pikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kpl.
h_{PJK}	=	Pikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan euro/kW vuoden 2005 rahanarvossa.
W_t	=	Verkonhaltijan verkosta 0,4 kV:n ja 1-70 kV:n jännitteillä käyttäjille luovutettu energiamäärä vuonna t, kWh.
T_t	=	Vuoden tuntien lukumäärä.
ΔRKI_t	=	Rakennuskustannusindeksin muutos vuodelle k.

Rakennuskustannusindeksin muutos lasketaan yhtälöllä

$$\Delta RKI_t = \frac{RKI_{k-1}}{RKI_{2004}} - 1 \quad (2.2)$$

missä

ΔRKI_k = Rakennuskustannusindeksin muutos vuodelle k.
 RKI_k = Rakennuskustannusindeksin (1995=100) huhti-kesäkuun indeksilukujen keskiarvo vuonna k

Yhtälöä 2.1 soveltamalla voidaan laskea vuoden 2010 KAH-arvot. Uudet arvot ovat laskettu vuoden 2005 arvoista kertomalla ne arvolla $\Delta RKI_{2010} + 1$. Tulokset ovat esitetty taulukossa 2.2, kun rakennuskustannusindeksin vuoden 2009 huhti-kesäkuun keskiarvo on ollut 137,23 ja vuoden 2004 keskiarvo 116,83. [8]

Taulukko 2.2 Keskeytyksissä aiheutuvien haittojen hinnat vuoden 2010 rahanarvossa

Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		PJK	AJK
€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
1,29	12,92	0,59	7,99	0,65	1,29

Energiamarkkinaviraston käyttämät KAH-arvot eivät huomio eri asiakasryhmiä, vaan kaikille kuluttajille käytetään samoja valtakunnallisilla energiaosuuksilla painotettuja arvoja. Eri asiakkaiden keskeytyksestä aiheutuvat haitat ovat kuitenkin yksilöllisiä, joten asiakasryhmille voidaan määritellä omat arvot. Lähteessä [5] kuvatussa KAH-tutkimuksessa viideltä eri asiakasryhmältä kysyttiin keskeytyshaittoja WTP (willing to pay) ja WTA (willing to accept) – menetelmillä, joiden avulla lähteessä [6] on muokattu asiakasryhmäkohtaiset teho- ja energiariippuvat parametrit. Taulukossa 2.3 on muokattu lähteen [6] tutkimuksessa määritellyt asiakasryhmäkohtaiset KAH-arvot.

Taulukko 2.3 Asiakasryhmäkohtaiset KAH-arvot vuoden 2005 rahassa [9]

Asiakasryhmä	Odottamaton		Suunniteltu		PJK	AJK
	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
Kotitalous	0,36	4,29	0,19	2,21	0,11	0,48
Maatalous	0,45	9,38	0,23	4,8	0,2	0,62
Teollisuus	3,52	24,45	1,38	11,47	2,19	2,87
Julkinen	1,89	15,08	1,33	7,35	1,49	2,34
Palvelu	2,65	29,89	0,22	22,82	1,31	2,44

Laskemalla asiakasryhmäkohtaisille KAH-arvoille vuoden 2010 rahassa olevat arvot saadaan taulukon 2.4 mukaiset tulokset.

Taulukko 2.4 Asiakasryhmäkohtaiset KAH-arvot vuoden 2010 rahassa

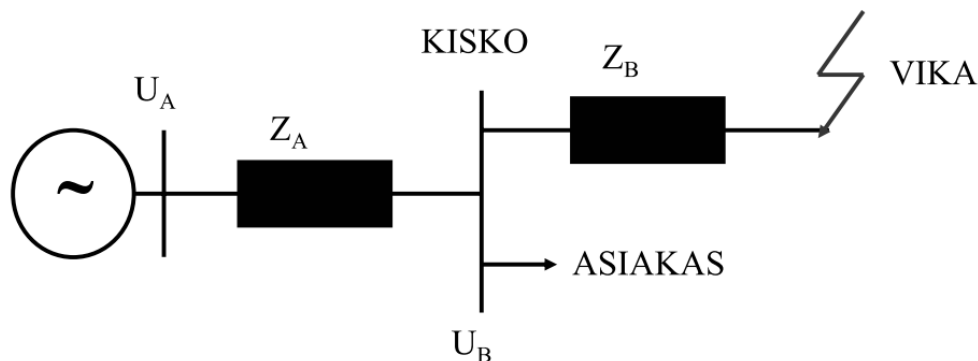
Asiakasryhmä	Odottamaton		Suunniteltu		PJK	AJK
	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
Kotitalous	0,42	5,04	0,22	2,60	0,13	0,56
Maatalous	0,53	11,02	0,27	5,64	0,23	0,73
Teollisuus	4,13	28,72	1,62	13,47	2,57	3,37
Julkinen	2,22	17,71	1,56	8,63	1,75	2,75
Palvelu	3,11	35,11	0,26	26,80	1,54	2,87

Kuten taulukoista huomataan, niin eri asiakasryhmillä on huomattavasti erilaiset KAH-arvot. Teollisuuden ja palvelun arvot ovat moninkertaiset tavalliseen kotitalouteen verrattuna. Riippuen siitä käytetäänkö Energiamarkkinaviraston KAH-arvoja vai asiakasryhmäkohtaisia KAH-arvoja voidaan keskeytyskustannuslaskennassa saada eri tuloksia.

Keskeytysten lisäksi myös jännitekuopat aiheuttavat haittaa kuluttajille. Jännitekuopilla tarkoitetaan jakelujännitteen romahtamista hetkellisesti 1-90 % nimellisarvosta ja palautumista takaisin lyhyen ajan kuluttua. Jännitekuoppia aiheuttavat yleensä oikosulkuviat saman kiskon eri lähdöillä, suurten moottorien käynnistykset sekä asiakkaan omat asennukset. [10]

Vaikka Energiamarkkinavirasto ei ottanutkaan jännitekuoppia osaksi kohtuullisen tuoton valvontaa ja sähkön laatua valvontakaudelle 2008–2011, niin ne aiheuttavat kuitenkin todellisia tappioita asiakkaille. Lisäksi seuraavilla valvontajaksoilla jännitekuopat saattavat olla osa valvontaa, mikä taas tuo jännitekuoppien kustannukset konkreettisesti sähkönjakeluyhtiöille.

Jännitekuopan syvyys voidaan laskea kolmivaiheisten oikosulkuvikojen tapauksessa yksinkertaisella jännitteenjaolla. Syöttävän verkon ja päämuuntajan impedansseissa syntyvät jännitehäviöt näkyvät koko 20 kV:n verkon alueella ja vikälähdön jännite laskee kohti nollaa lähestyttäessä vikapaikkaa. Yksinkertaisimmillaan jännitekuoppa voidaan laskea kuvan 2.1 sijaiskytkennällä ja yhtälön 2.3 mukaisesti. [10]



Kuva 2.1: Jännitekuoppalaskennan sijaiskytkentä kolmivaiheisessa oikosulussa[10]

$$U_B = \frac{Z_B}{Z_A + Z_B} U_A \quad (2.3)$$

missä

U_A	=	syöttävän verkon jännite
U_B	=	verkon jännite asiakkaan liittämiskohdassa
Z_A	=	syöttävän verkon impedanssi tarkasteltavaan kiskoon asti
Z_B	=	kiskon ja vikapaikan välinen impedanssi

Jännitekuopista aiheutuvia kustannuksia voidaan arvioida esimerkiksi pikajälleenkytkentöjen kustannusten avulla. Jännitekuopan haitta on sen syvyydestä riippuva, joten pikajälleenkytkentäkustannus voidaan kertoa kuopan syvyyden mukaisella kertoimella, jotta saataisiin todellinen kuoppakustannus. Pohjanheimon väitöskirjan [11] mukaan kaikki alle 50 % jäännösjännitteellä tutkitut laitteet häiriintyivät. Kaikille alle 50 % kuopille voidaan antaa siis sama arvo kuin pikajälleenkytkennästä aiheutuville kustannuksille. Yli 50 % jäännösjännitteille kustannus pienenee kääntäen kuopan syvyyteen. Joissakin tapauksissa jännitekuopan aiheuttama haitta saattaa olla jopa pikajälleenkytkentää pahempi. [12]

2.1. Käyttövarmuutta kuvaavat tunnusluvut

Verkon sähköntoimitusvarmuutta kuvataan usein IEEE 1366–2001 standardin mukaisilla tunnusluvuilla, jotka ovat käytössä useissa maissa ympäri maailmaa. Tunnusluvuista käytetyimmät ovat:

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), keskeytysten keskimääräinen lukumäärä tietyllä aikavälillä.

$$SAIFI = \frac{\text{katkojen kokonaismäärä}}{\text{asiakkaiden lukumäärä}} = \frac{\sum_j n_j}{N_s}$$

missä n_j on asiakkaan j kokemien keskeytysten määrä ja N_s kaikkien asiakkaiden lukumäärä.

- SAIDI (System Average Interruption Duration Index), keskeytysten keskimääräinen yhteenlaskettu kesto aika tietyllä aikavälillä

$$SAIDI = \frac{\text{katkojen kokonaisaika}}{\text{asiakkaiden lukumäärä}} = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{N_s}$$

missä t_{ij} on asiakkaalle j keskeytyksestä i aiheutunut sähkötön aika.

- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), keskeytysten keskipituus tietyllä aikavälillä

$$CAIDI = \frac{\text{katkojen kokonaiskesto}}{\text{asiakkaiden kokemien katkojen määrä}} = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{\sum_j n_j} = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

missä t_{ij} on asiakkaalle j keskeytyksestä i aiheutunut sähkötön aika ja n_j asiakkaan j kokemien keskeytysten määrä tietyllä aikavälillä. [13]

Lisäksi käytetään muun muassa lyhyiden keskeytysten keskimääräinen lukumäärä tietyllä aikavälillä eli MAIFI tunnuslukua. MAIFI on hyödyllinen tämän työn kannalta, koska LuoVa-sovellus laskee sen automaattisesti tuloslistaukseen.

Yllä mainittujen tunnuslukujen lisäksi käytetään T-SAIFI, T-SAIDI ja T-CAIDI tunnuslukuja, joita on perinteisesti käytetty Suomessa keskeytysten tilastointiin. Nämä tunnusluvut ovat muuntopiiritason tunnuslukuja, jotka eivät ota huomioon pienjänniteverkon keskeytyksiä. Tunnuslukujen laskemiseen käytetään samaa tapaa kuin SAIFI, SAIDI ja CAIDI tunnuslukujen laskemiseen sillä erolla, että asiakaskohtaisen tarkastelun tilalle otetaan muuntopiirikohtainen tarkastelu. [13]

Käyttövarmuutta kuvaavien tunnuslukujen kansainvälistä vertailua vaikeuttaa niiden laskentamenetelmien erilaisuus. Tunnusluvuilla voi olla standardin mukainen nimitys, mutta laskennassa käytetyt menetelmät ja painotukset voivat poiketa toisistaan. Lisäksi standardin mukaisen lyhyen ja pitkän keskeytyksen 3 minuutin raja voi olla eri maissa eripituinen. [13]

Energiamarkkinavirasto kerää sähköverkonhaltijoilta tiedot keskeytyksistä vuosittain. Tunnuslukujen kerääminen edellyttää keskeytysten tilastoimista muuntopiirikohtaisesti ja lisäksi muuntopiireistä tarvitaan asiakasmäärä- ja vuosienenergiatiedot, joiden avulla voidaan laskea asiakkaan keskimääräinen vuotuinen keskeytyksistä aiheutuva vuosienenergioilla painotettu keskeytysaika ja -määrä. yhtälöiden 2.4 ja 2.5 [14]

$$t = \frac{1}{W_{tot}} * \sum_{l=1}^m \left(W_{mp}(l) * \left(\sum_{i=1}^n k a_{mp}(i, l) \right) \right) \quad (2.4)$$

$$k = \frac{1}{W_{tot}} * \left(\sum_{l=1}^m \left(W_{mp}(l) * k(l) \right) \right) \quad (2.5)$$

mukaisesti, missä

t	keskimääräinen vuosienenergioilla painotettu keskeytysaika
k	keskimääräinen vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä
$k a_{mp}(i, l)$	keskeytyksen i muuntopiiriin l aiheuttama keskeytysaika
$k(l)$	muuntopiiriin l vuotuinen keskeytysten lukumäärä

n	keskeytysten lukumäärä
m	muuntopiirien lukumäärä
$W_{mp}(l)$	muuntopiirin l vuosienergia
W_{tot}	jakelualueen vuosienergia

Yhtälöitä voidaan soveltaa erikseen erityyppisille keskeytyksille kuten odottamattomille ja suunnitelluille keskeytyksille sekä pika- ja jälleenkytkennöille. Tulokset voivat erota perinteisistä tunnusluvuista energiapainotuksen takia. [13;14]

Vuonna 2010 valmistunut tutkimus Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristöt ja tavoitetasot [4] on määritellyt tavoitetasot asiakkaan vuoden aikana kokemien vikakeskeytysten kokonaiskestolle ja lyhyiden keskeytysten lukumäärälle. Asiakkaat on jaoteltu kolmeen eri ryhmään alueiden mukaan. Ehdotetut toimitusvarmuuskriteeristöjen tavoitetasot eri alueilla ovat:

- City: Kokonaiskeskeytysaika enintään yksi tunti vuodessa
Ei lyhyitä keskeytyksiä
- Taajama: Kokonaiskeskeytysaika enintään kolme tuntia vuodessa
Lyhyitä keskeytyksiä enintään 10 kappaletta vuodessa
- Maaseutu: Kokonaiskeskeytysaika enintään kuusi tuntia vuodessa
Lyhyitä keskeytyksiä enintään 60 kappaletta vuodessa

Kolmen vuoden aika jaksolla sallitaan enintään yksi tavoitearvon ylitys. Toimitusvarmuuskriteeristö ottaa huomioon yksittäisten asiakkaiden sähkön käyttövarmuuden, kun taas perinteiset tunnusluvut kuvaavat koko verkon luotettavuutta. Näin ollen toimitusvarmuuskriteeristö ohjaa luotettavuuden parantamiseksi tehtyjä investointeja yksittäisen asiakkaan näkökulmasta. Tutkimuksen mukaan tavoitearvot on saavutettavissa vuoteen 2030 mennessä. [4]

Aluejako perustuu Corine Land Cover eli CLC2006 kartta-aineistoon. Aineisto kuvaa Suomen maapeitettä 25m x 25m ruutuina, jossa tietty värikoodi kuvaa ruudun maanpeittoa. Toimitusvarmuuskriteeristön kannalta oleelliset maanpeittoalueet ovat tiiviisti rakennetut alueet (city), väljästi rakennetut alueet (taajama) ja 112 teollisuuden ja palveluiden alueet, jotka voivat olla city- tai taajama-alueita. Tutkimuksen mukaan nykyisellä määrittelyksellä Suomessa cityalueita on vain muutamissa paikoissa, kuten Helsingin kantakaupungissa. [4]

2.2. Käyttövarmuuteen vaikuttavat tekijät

Käyttövarmuutta voidaan parantaa vikojen määrää ja/tai kestoaikaa pienentämällä. Eri tekniikoita käyttövarmuuden parantamiseksi ovat mm. maakaapelointi, PAS- eli päällystettyjen avojohtojen käyttö, tienvarteen rakentaminen, suojausvyöhykkeiden jakaminen pienempiin osiin välikatkaisimilla ja kauko-ohjattujen erottimien käyttö. Se, mikä on

kannattavin ratkaisu teknistaloudellisessa mielessä, täytyy ratkaista tapauskohtaisesti. Taulukoon 2.4 on koottu erilaisia käyttövarmuutta parantavia tekniikoita ja niiden vaikutuksia luotettavuuteen.

Taulukko 2.4. Eri tekniikoiden vaikutus vikojen määrään ja kestoihin (↗↗ tilanne paranee merkittävästi, ↗ tilanne paranee hieman, - vähäinen tai ei vaikutusta)[4]

	Pysyvien vikojen määrä		Pysyvien vikojen kesto	Työkeskeytykset	Jälleenyhteyksien määrä
	absoluutisesti	kpl/asiakas			
Kevyet sähköasemat	-	↗↗			↗↗
Kevyt 110 kV johto	-	↗↗			
Kaapelointi	↗↗	↗↗			↗↗
PAS-johdot	↗	↗	-	-	↗
Tienvarteen rakentaminen	↗	↗	↗	-	↗
1000 V sähkönjakelu	↗	↗↗	-	-	↗↗
Pylväskatkaisijat	-	↗↗	-	-	↗↗
Kauko-ohjattavat erottimet	-	-	↗↗		↗
Varayhteydet	-	-	↗↗	↗↗	-
Valvomoautomaatio	-	-	↗↗	↗	
Maasulkuvirtojen sammutus	-	-	-		↗↗
Varavoima	-	-	↗	↗↗	-
Yhteistyö	↗	↗	↗		-

Seuraavaksi käydään läpi keskeisimmät käyttövarmuuteen vaikuttavat vaihtoehdot FVP Oy:n verkon kannalta.

2.2.1. Komponentit

Kaapeloinnin avulla saavutetaan avojohtoa parempi käyttövarmuus verkossa. Kaapeleiden vikataajuus on noin 20–50% avojohtojen vikataajuuksista eikä ohimeneviä vikoja juurikaan esiinny. Huonona puolena on vikapaikan tarkan sijainnin määrittäminen ja vian korjausajan piteneminen sekä kalliimpi hinta avojohtoihin verrattuna. Lisäksi kaapeliverkon muunneltavuus on vaikeampaa ja kalliimpaa kuin avojohtoverkon, koska uudet haarajohdot tarvitsevat erityiset kytkentäkojeistot tai jakelumuuntamolta lähtevän haaroituksen ja pienjännitteellä jakokaapin. [4]

Päällystetyt avojohdot eli PAS-johdot parantavat käyttövarmuutta. Johtimen päällä oleva eristekerros estää oikosulun tapahtumisen johtimien hetkellisesti kosketta-

essa toisiinsa. Myöskään eläimet ja johdolle tippuvat risut eivät yleensä aiheuta käyttökeskeytystä. Eriste estää maasulun puiden nojatessa johtimeen. Puiden nojatessa johtimeen pitkiä aikoja eristekerros alkaa kuitenkin pettää ja lopulta tapahtuu läpilyönti, jonka seurauksena syntyy suuri-impedanssinen maasulku. Maasulkua on vaikea havaita perinteisin menetelmin ja askel- sekä kosketusjännitteet voivat nousta hengenvaaralliseksi. Investointikustannuksiltaan PAS-johdot ovat noin 30 % kalliimpia kuin avojohdot. [4]

Keskijänniteverkon ylijännitesuojaus tapahtuu joko venttiilisuojoilla tai kipinävälisuojoilla. Niiden pääasiallinen tehtävä on suojella jakelumuuntajia ylijännitteiltä kuten ukkoselta. Venttiilisuojoat toimivat siten, että ne johtavat ylijännitteen maihin ilman valokaaren syntymistä. Pikajälleenkytkentää ei tarvita, koska valokaarta ei tarvitse sammuttaa. Kipinävälisuojoilla valokaari syntyy aina ja siten ne tarvitsevat pikajälleenkytkennän toimintansa jälkeen. Kipinävälien korvaaminen venttiilisuojoilla vaikuttaa siis pikajälleenkytkentöjen sekä jännitekuoppien määrään. [4;15;16;17]

Ukkonen aiheuttaa Suomessa noin 10 % sähköjakeluverkon keskeytyksistä. Ylijännitesuojauksella on siis suuri merkitys ilmastollisten ylijännitteiden aiheuttamien keskeytysten ehkäisyssä. [17] Suuri osa indusoituneiden salamaniskujen aiheuttamista jälleenkytkennöistä voidaan välttää suojaamalla kaikki jakelumuuntajat venttiilisuojoilla. [12]

Metallioksidisuojoat eli MO-suojoat ovat kipinävälittömiä venttiilisuojoja, joiden toiminta perustuu epälineaariseen resistiivisyyteen. MO-suojien ominaisuudet ovat huomattavasti paremmat kuin kipinävälillisillä venttiilisuojoilla ja lisäksi niiden hinta on tullut kilpailukykyiseksi. Niiden käyttö on lisääntynyt huomattavasti viime aikoina edelle esitettyjen syiden takia. MO-suojoat rasittavat suojattavaa kohdetta vähemmän kuin kipinävälit, koska ne siirtyvät johtavaan tilaan pehmeästi, eikä nopeita jänniteromahduksia, jotka saattavat olla haitallisia suojattavalle kohteelle, pääse syntymään. [17]

2.2.2. Verkostoautomaatio

Sähköjakeluverkon automaatiolla toteutetaan erilaisia ohjauksia ja mittauksia, välitetään tilatietoja ja hälytyksiä yms. Automaatiolla ei voida vähentää absoluuttisesti vikojen määrää, mutta sen avulla voidaan rajata vikapaikka pienemmälle alueelle nopeasti ja tehokkaasti.

Erottimien kaukokäyttö nopeuttaa kytkentämuutosten tekoa. Erottimien kytkennät voidaan tehdä suoraan valvomosta, joten huoltomiehen ei tarvitse olla erottimella tekemässä käsin kytkentämuutoksia. Kaukokäytöllä on suurta merkitystä etenkin vikatilanteiden yhteydessä, mutta siitä on hyötyä myös huolto- ja korjaustöiden yhteydessä. Kauko-ohjattavat erottimet eivät vaikuta keskeytysten määrään, vaan niiden kestoon. Ne eivät myöskään vaikuta lyhyisiin keskeytyksiin mitenkään. [16;18]

Välikatkaisin on yleensä pylvääseen kiinnitettävä katkaisijalaite, joka pystyy katkaisemaan vikojen aiheuttamat vikavirrat turvallisesti. Niiden avulla johtolähdön suojausvyöhyke voidaan jakaa kahteen eri osaan. Välikatkaisija vähentää keskeytyskustannuksia, koska johdon loppupään viat eivät näy alkupään asiakkaille. Ne sopivat-

kin erityisesti lähdöille, joissa suurin osa kuormituksesta on jakautunut lähdön alkupäähän ja katkaisijan jälkeinen osuus on pitkä. Välikatkaisija vaikuttaa sekä asiakkaalle kohdistuneiden pysyvien vikojen määrään että lyhyiden keskeytysten määrään. Oikosulkutapauksissa syntyy kuitenkin jännitekuoppa samalla kiskolla oleville lähdöille. [16]

Oikosulkuvikojen laskennallisella paikannuksella voidaan arvioida vikapaikka suoraan valvomosta käsin. Laskennallista vikavirtaa verrataan suojarleen mittaamaan vikavirtaan, jolloin vikapaikka pystytään päättelemään. Sen avulla voidaan minimoida tarvittavien vikapaikan etsintään tehtävien erottimien kokeilukytkentöjen määrä. Maasulkuvikojen laskennallinen paikannus ei onnistu nykyisillä tekniikoilla, mutta verkoon sijoitetuilla vianilmaisimilla voidaan tarkentaa maasulun sijaintitietoa. [16]

2.2.3. Varayhteydet

Varasyöttöyhteydellä voidaan lyhentää ongelmallisten kohteiden keskeytysaikaa. Varasyöttöyhteydellä tarkoitetaan kahden johtolähdön välistä yhteyttä, joka normaalissa tilanteessa ei ole käytössä. Vian tapahtuessa varasyöttö voidaan kytkeä syöttämään vian takia jännitteetöntä johto-osaa. Varayhteydellä voidaan myös tarkoittaa toisen verkkoyhtiön verkon käyttömahdollisuutta vikatilanteissa.

Varasyöttöyhteyksien lisääntyessä sähkön toimitusvarmuus kasvaa, mutta normaalitilanteessa periaatteessa tarpeettomien johto-osuuksien rakentaminen ei välttämättä ole taloudellista. Tämän takia varasyöttöyhteyksiä ei kannata rakentaa, jos välimatka yhteyden päätepisteiden välillä on suuri. Lisäksi verkon jännitteenalenemalle ei kannata asettaa kovin tiukkaa rajaa varasyöttöyhteyksiä suunniteltaessa tai yhteyden rakentaminen tulee liian kalliiksi tai teknisesti mahdottomaksi. [4]

3. ENERGIA TEHOKKUUS

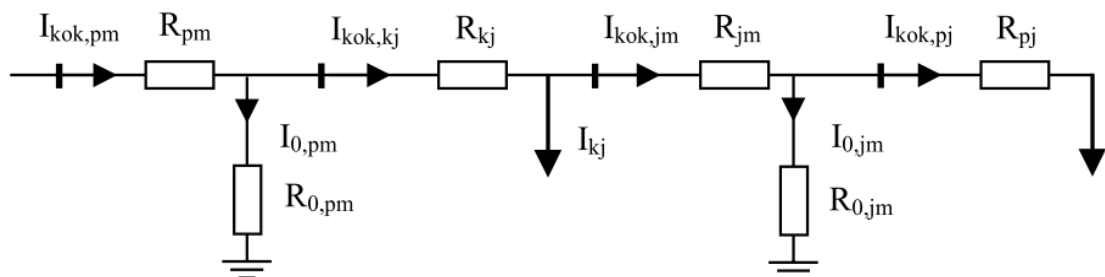
Energiatehokkuus on tärkeä tekijä ilmaston muutoksen hillitsemisessä ja sen kehittäminen on myös taloudellisessa mielessä kannattavaa energian hinnan noustessa. Sähköverkojen tapauksessa energiatehokkuuden parantamisella tarkoitetaan verkon eri komponenteissa syntyvän häviöenergian pienentämistä. Häviöt voidaan jakaa kahteen eri luokkaan: tyhjäkäyntihäviöihin ja kuormitushäviöihin.

3.1. Häviöiden mallintaminen

Ennen sähkömarkkinalain voimaantuloa häviösähköllä ei ollut niin suurta merkitystä kuin nykyään, koska verkkoyhtiöt ostivat häviösähkösä samalta sähkönmyyjältä samassa erässä kuin muunkin sähkösä ilman hinnan kilpailutusta. Sähkömarkkinalain voimaantulon jälkeen verkkoyhtiöt ovat kuitenkin joutuneet ostamaan häviösähkösä erillisenä eränä, jolloin häviöiden määrä on jouduttu selvittämään. [19] Sähkömarkkinalaissa [20] on määritelty häviöenergian hankinnasta seuraavaa: ”Verkonhaltijan on hankittava sähköverkkonsa häviöenergia sekä sähköverkkonsa käyttöä palveleva varavoima avointen, syrjimättömien ja markkinapohjaisten menettelyjen mukaisesti.”

Yksi tapa selvittää häviöiden määrä on tehdä se vuositasolla verkkoon tulevan ja verkosta luovutetun energian erotuksena. Tämä tapa ei kuitenkaan huomioi mitenkään kuormitushäviöiden ajallista vaihtelua. Jakeluverkon häviöiden mallinnus tuntitasolla on tärkeää, koska häviökuormituskäyrän perusteella voidaan pyytää tarjouksia häviöiden ostamiseksi ja tehdä suojauksia häviösähkön hankinnassa. [19]

Sähköverkon häviöt voidaan jakaa jännitetasosta riippuviin tyhjäkäyntihäviöihin ja kuormituksesta riippuviin kuormitushäviöihin. Häviöitä voidaan mallintaa sijaiskytkennällä, jossa tyhjäkäyntihäviöitä aiheuttavat kytkennän poikittaishaarat ja kuormitushäviöitä pitkittäishaarat. Kuvassa 3 on esitetty häviöiden muodostuminen jakeluverkoissa. Kuvassa muuntajien tyhjäkäyntivirrät aiheuttavat myös kuormitushäviöitä muuntajien pitkittäishaaroissa. [19]



Kuva 3.1: Häviöiden muodostuminen jakeluverkossa [19]

Kuvassa on mallinnettu jakelu- ja päämuuntajien häviöt sekä pj- ja kj-johtojen häviöt. Tyhjäkäyntihäviöitä aiheuttavat muuntajien rauta- ja hystereesihäviöiden lisäksi sähköenergiamittarit, ylijännitesuojat, avojohtojen koronahäviöt sekä avojohtojen, kaapelien ja kondensaattoreiden dielektriset häviöt. Tyhjäkäyntihäviöiden osuus kokonaishäviöistä on noin 25–40 %. [19;21]

Kuormitushäviöt ovat riippuvaisia kuormitusvirran neliöstä ja näin ollen likimäärin tehon neliöstä. Kuormitushäviöitä aiheuttavat johtojen ja muuntajien lisäksi mm. sulakkeet, verkossa olevat liitoskohdat, ja sähköasemien omakäyttö. Näiden lisäksi häviöihin voidaan laskea mukaan sähkön luvaton käyttö ja mittaamattomat sähkönkulutukset. [19;21]

Häviöiden mallinnuksesta on tehty lisensiaatintyö Energiamarkkinavirastolle vuonna 2002 Markku Kinnusen toimesta [19], jonka avulla pystytään mallintamaan häviöiden tunnittainen vaihtelu kohtuullisen tarkasti mahdollisimman vähillä lähtötiedoilla. Kinnunen teki kuusi hieman toisistaan eroavaa mallia, joista kaksi mallia, malli 1 ja malli 5, osoittautuivat toimivimmiksi. Mallissa 1 kertoimia on kuudelle eri aikavälille, kun taas mallissa 5 on vain yksi kerroin joka tunnille. Malli 5 on kuitenkin tarkempi, koska siinä käytetään mitattua tai mittauksiin perustuvaa kuormituskäyrää, kun taas mallissa 1 käytetään asiakasryhmäkohtaisiin tyyppikuormituskäyriin perustuvaa kokonaiskuormituskäyrää. Tässä työssä tarkastellaan mallin 5 toimivuutta FVP Oy:n häviöiden tunnittaisen vaihtelun määrittämiseksi. Malli kuvaa vain muuntajissa ja johdoissa tapahtuvia häviöitä, joten muiden häviöiden lisääminen saatuun häviökuormituskäyrään joudutaan tekemään erikseen. [19]

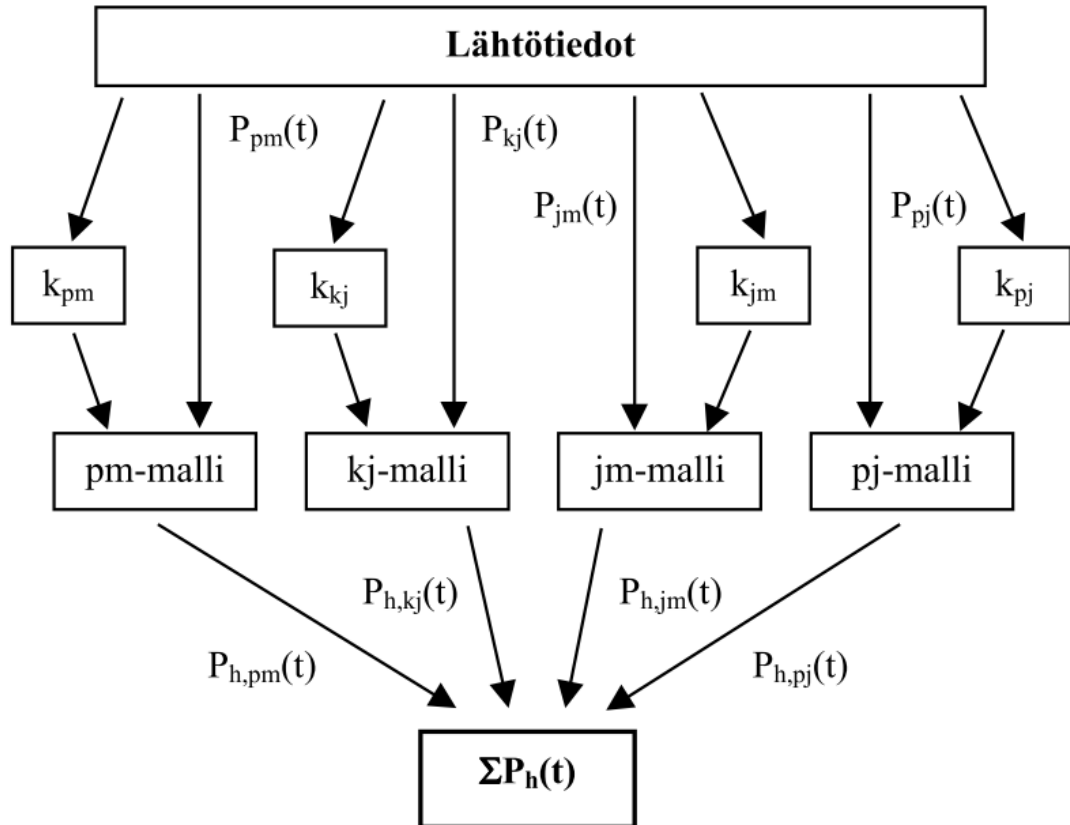
Häviölaskentamallissa on erikseen huomioitu kertoimilla päämuuntajat (k_{pm}), jakelumuuntajat (k_{jm}), keskijänniteverkko (k_{kj}) sekä pienjänniteverkko (k_{pj}). Erilaisille verkoille on pyritty löytämään kertoimet, jotka kuvaavat mahdollisimman hyvin kuormituksen aiheuttamia häviöitä. Kuvassa 3.2 on esitetty häviölaskentamallin rakenne.

Kuvassa 3.2 on esitetty kuinka verkko on jaettu neljään osaan ja jokaisen osan häviöt mallinnetaan tuntitasolla. Kokonaishäviöt saadaan summaamalla eri osien häviöt yhteen. Kertoimet kuvaavat verkon häviöitä vain siinä tapauksessa, että verkon laskentatilanne on samanlainen kuin tilanteessa, jossa kertoimet on estimoitu. Osa kertoimista on kuitenkin estimoitu erilaisille olosuhteille ja osa kertoimista on tehty oletuksilla, jotka eivät käytännössä pidä paikkaansa, jolloin nämä kertoimet tarvitsevat korjausta. Keski- ja pienjänniteverkon kertoimet ovat sellaisia, että ne tarvitsevat lisäksi avuksi korjauskertoimia verkon häviöiden määrittämiseksi. Korjauskertoimia merkitään α , β ja γ merkeillä. [19]

Kuvan 3.2 kertoimet ovat:

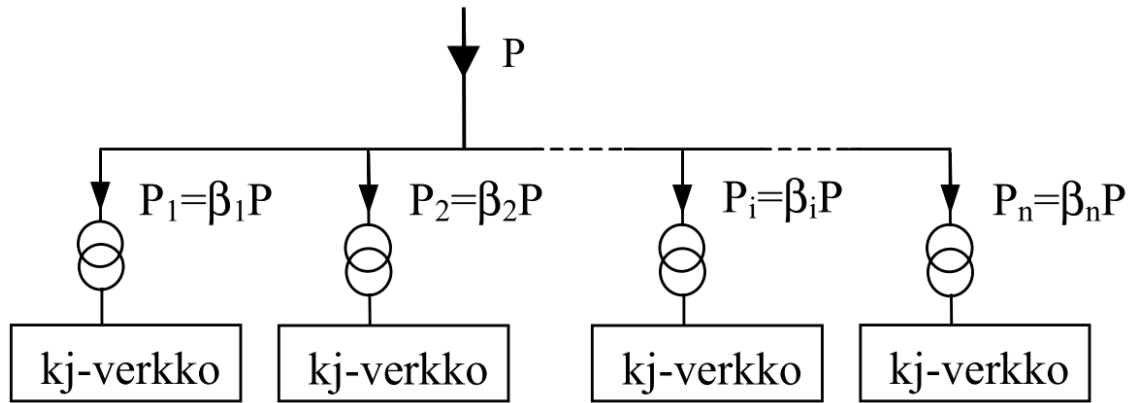
$P_{pm}(t)$	=	Päämuuntajan läpi kulkeva teho
$P_{kj}(t)$	=	Keskijänniteverkon läpi kulkeva teho
$P_{jm}(t)$	=	Jakelumuuntajien läpi kulkeva teho
$P_{pj}(t)$	=	Pienjänniteverkon läpi kulkeva teho
$P_{h,pm}(t)$	=	Päämuuntajan häviöteho
$P_{h,kj}(t)$	=	Keskijänniteverkon häviöteho

$P_{h,jm}(t)$	=	Jakelumuuntajien häviöteho
$P_{h,pj}(t)$	=	Pienjänniteverkon häviöteho
k_{kj}	=	Keskijänniteverkon häviökerroin
k_{jm}	=	Jakelumuuntajan kuormitushäviön korjauskerroin
k_{pj}	=	Pienjänniteverkon häviökerroin
k_{pm}	=	Päämuuntajan kuormitushäviön korjauskerroin



Kuva 3.2: Häviömallin rakenne [19]

Keskijänniteverkon korjauskerrointa β tarvitaan siksi, että kerroin k_{kj} on estimoitu yhden päämuuntajan syöttämälle keskijänniteverkolle. Tarkasteltaessa verkkoyhtiön koko keskijänniteverkkoa tarvitsee ottaa huomioon kaikkien päämuuntajien syöttämät keskijänniteverkot. Korjauskertoimen β määrittämistä helpottaa kuva 3.3. Kuvassa on esitetty tilanne, jossa koko verkon yhden tunnin teho on jaettu päämuuntajien kesken ja siten myös päämuuntajien syöttämien keskijänniteverkkojen kesken. Päämuuntajaa i ja vastaavan keskijänniteverkon osuus tunnin kokonaistehosta P on P_i , jota merkitään kuvassa kertoimella β_i eli $P_i = \beta_i P$



Kuva 3.3: Tehon jakautuminen päämuuntajien ja keskijänniteverkkojen kesken [19]

Korjauskerroin β saadaan laskettua yhtälöllä 3.1.

$$\beta = \sum_{i=1}^n (\beta_i)^2 \quad (3.1)$$

Lisäksi keskijänniteverkon kerrointa täytyy korjata vielä toisella korjauskertoimella γ , koska päämuuntajien syöttämien keskijänniteverkkojen kuormitus ei ole yhtä suuri kuin päämuuntajien samansuuruisella suhteellisen kuormituksen olettamuksella laskettu kuormitus. Keskijänniteverkon häviöt voidaan siis esittää muodossa [19]

$$P_{h,kj}(t) = \gamma(t)\beta k_{kj}(t)P^2(t) \quad (3.2)$$

Pienjänniteverkon kertoimella k_{pj} on sama ongelma kuin keskijänniteverkon kertoimella. Yhden sähköaseman pienjänniteverkon häviöiden määrittämiseksi estimoitua kerrointa ei voi ilman korjausta käyttää useamman erillisen päämuuntajan syöttämien pienjänniteverkkojen kokonaisuuden häviöiden määrittämiseen. Korjauskertoimena voidaan käyttää samaa kerrointa β kuin keskijänniteverkon tapauksessa.

Pienjännitekerrointa estimoitaessa on oletettu, että keskijännitekulutusta ei ole lainkaan. Yleensä verkkoyhtiön alueella on kuitenkin keskijännitekulutusta, joten on otettava käyttöön vielä yksi korjauskerroin pienjänniteverkon häviöiden laskemiseksi. α -kerroin on tarkasteltavan verkkoyhtiön pienjänniteverkkoon menevän energian osuus kokonaisenergiasta. α -kerrointa tulee verrata vielä α_0 -arvoon, jonka Kinnunen on laske-
nut valmiiksi työssään. α_0 on 0,98 jos verkon kokonaisenergian suhde keskijännitever-
kon pituuteen on pienempi kuin 0,11 ja 0,8 jos suhde on suurempi kuin 0,11. Pienjän-
niteverkon häviöt voidaan siis laskea yhtälöllä [19]

$$P_{h,pj} = k_{pj}(t)\beta\left(\frac{\alpha}{\alpha_0}\right)P^2(t). \quad (3.3)$$

Muuntajien tyhjäkäyntihäviöt saadaan lähtötietona kilpiarvoista ja muuntajien kuormitushäviöitä laskettaessa käytetään apuna ABB:n Teknisiä tietoja ja taulukoita – käsikirjaa, jonka avulla ryhmitellään eri kokoluokan muuntajien P_{kN} -arvoja. Pää- ja jakelumuuntajien kohdalla tehdään oletus, että kokonaisvuosienergia jakautuu muuntajien nimellistehojen suhteessa. Approksimaatio ei kuitenkaan pidä käytännössä paikkaansa, joten käytössä on kertoimet k_{pm} ja k_{jm} , joiden tehtävä on ottaa huomioon erisuuruudesta suhteellisesta kuormituksesta ja erilaisista kuormituskäyristä johtuva virhe. Pää- ja jakelumuuntajien summakuormitushäviöt voidaan siis laskea yhtälöllä [19]

$$\sum P_k(t) = \left(\frac{\sum_{i=1}^n P_{kN,i}}{(\sum_{i=1}^n S_{N,i})^2} \right) P^2(t). \quad (3.4)$$

Häviölaskentamallin täydellinen matemaattinen esitys on muotoa

$$\begin{aligned} P_h(t) = & \sum_{i=1}^{n_1} P_{0,pm,i}(t) + k_{pm}(t) \left(\frac{\sum_{i=1}^{n_1} P_{kN,pm,i}}{(\sum_{i=1}^{n_1} S_{N,pm,i})^2} \right) P_{pm}^2(t) \\ & + k_{kj}(t) \gamma(t) \sum_{i=1}^{n_1} \left(\frac{S_{N,pm,i}}{(\sum_{i=1}^{n_1} S_{N,pm,i})^2} \right)^2 P_{kj}^2(t) + \sum_{i=1}^{n_2} P_{0,jm,i}(t) \\ & + k_{jm}(t) \left(\frac{\sum_{i=1}^{n_2} P_{kN,jm,i}}{(\sum_{i=1}^{n_2} S_{N,jm,i})^2} \right) P_{jm}^2(t) \\ & + k_{pj}(t) \sum_{i=1}^{n_1} \left(\frac{S_{N,pm,i}}{(\sum_{i=1}^{n_1} S_{N,pm,i})^2} \right)^2 \left(\frac{1}{\alpha_0} \right)^2 P_{pj}^2(t) \end{aligned} \quad (3.5)$$

jossa ensimmäinen rivin termit ovat päämuuntajan tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöt, toisen rivin termi keskijänniteverkon häviöt, kolmannen rivin termit jakelumuuntajien tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöt sekä neljännellä rivillä pienjänniteverkon häviöt. Merkitään

$$\frac{\sum_{i=1}^{n_1} P_{kN,pm,i}}{(\sum_{i=1}^{n_1} S_{N,pm,i})^2} = A \quad (3.6), \quad \frac{\sum_{i=1}^{n_2} P_{kN,jm,i}}{(\sum_{i=1}^{n_2} S_{N,jm,i})^2} = B \quad (3.7)$$

$$\text{ja } \sum_{i=1}^{n_1} \left(\frac{S_{N,pm,i}}{(\sum_{i=1}^{n_1} S_{N,pm,i})^2} \right)^2 = \beta \quad (3.8)$$

ja lisäksi oletetaan, että $P_{pm}(t) = P_{kj}(t)$ ja $P_{jm}(t) = \alpha P_{kj}(t)$ sekä merkitään päämuuntajien kautta verkkoon syötettyä tehoa $P_{pm}(t) = P(t)$ ja kertoimien oletetaan olevan ajasta riippumattomia. Nyt yhtälö voidaan esittää helpommin ymmärrettävässä muodossa

$$P_h(t) = P_{0,pm}(t) + P_{0,jm}(t) + \left[k_{pm}A + k_{kj}\gamma\beta + k_{jm}B\alpha^2 + k_{pj}\beta \left(\frac{\alpha}{\alpha_0} \right)^2 \right] P^2(t) \quad (3.9)$$

Tehon yksikköinä käytetään kW jolloin myös saadun häviötehon yksikkö on kW. Termien A ja B sekä kertoimien k_{kj} ja k_{pj} laatu on 1/kW. Muut kertoimet ovat laaduttomia. Yhtälöä voidaan käyttää häviökäyrän määrittämiseen, kunhan ensin määritetään verkko-yhtiökohtaiset kertoimet. [19]

Häviömallin laskentaa varten verkosta tarvitaan seuraavat tiedot: [19]

- Päämuuntajien nimellistehot (S_N) ja muuntajien nimellisten kuormitushäviöiden (P_{kN}) sekä nimellisten tyhjäkäyntihäviötehojen (P_{0N}) summa
- Keskijänniteverkon kokonaisjohtopituus
- Jakelumuuntajien lukumäärät nimellisteholuokittain
- Jakelumuuntajien tyhjäkäyntihäviöiden (P_0) summa
- Pienjännitekulutuksen osuus kokonaiskulutuksesta vuosienenergiana mitattuna
- Vuosienenergiat asiakasryhmittäin

Tietojen avulla määritellään kertoimet, joko taulukosta suoraan valitsemalla tai laske-malla itse.

Taulukko 3.1 Häviölaskentamallissa käytettävät painotetut keskiarvokerroimet [19]

Tunnusluku	Painotettu kes- kiarvokerroin	Tunnusluku	Painotettu kes- kiarvokerroin
Pm(k_{pm})		Jm (S_n)	
k_{pm}	1,422	$S_n < 75 \text{ kVA}$	1,224
Kj(E/I_{kj})[GWh/km]		$75 < S_n < 400 \text{ kVA}$ kulu. ryhmä jak. $< 0,46$	1,333
$TL < 0,0812$	1,565E-06	$75 < S_n < 400 \text{ kVA}$ kulu. ryhmä jak. $> 0,46$	1,018
$0,0812 < TL < 0,1139$	8,015E-07	$S_n > 400 \text{ kVA}$	1,529
$0,116 < TL < 1,285$	5,725E-07		
$TL > 1,346$	4,143E-07	Pj(E/I_{kj}) [GWh/km]	
γ-kerroin		$TL < 0,11$	2,62E-06
γ	1,376	$TL > 0,11$	8,56E-07

Taulukosta 3.1 valitaan tarkasteltavalle verkolle soveltuvat kertoimet. k_{pm} ja γ kerroin valitaan suoraan taulukosta. Kertoimia k_{kj} ja k_{pj} varten lasketaan E/I_{kj} , eli koko vuoden aikana siirretyn energian suhde keskijänniteverkon pituuteen, ja saadun tuloksen avulla valitaan sopiva kerroin käytettäväksi. Kerrointa k_{jm} valittaessa tarvitaan tieto keskimää- räisestä jakelumuuntajakoosta ja asiakasryhmäkohtaisista vuosienergioista, joiden avulla lasketaan kulutusryhmäjakauma. Kulutusryhmäjakauma lasketaan jakamalla te-

ollisuuden ja julkisen palvelun vuosienergiat kaikkien muiden asiakasryhmien vuosittaisella energiamäärällä. β -kerroin lasketaan yhtälön 3.4 avulla ja α -kerroin on pienjänniteverkon kautta kulutukseen siirtyneen energian suhde verkon kokonaisenergiaan. Näiden lisäksi tarvitaan vielä α_0 jonka arvo on 0,98, jos verkon kokonaisenergian suhde keskijänniteverkon pituuteen on pienempi kuin 0,11 ja 0,8, jos suhde on suurempi kuin 0,11. Kertoimien määrittämisen jälkeen ne sijoitetaan yhtälöön 3.5, jonka avulla saadaan laskettua mitatun tuntitehon mukainen häviömäärä. Luvussa 6 tarkastellaan tarkemmin häviömallin soveltamista FVP Oy:n verkolle.

3.2. Häviöiden hinnoittelu

Häviöt ovat yhtenä kulueränä vaikuttamassa verkkoyhtiöiden toiminnan tehokkuuteen. Häviöitä kuluu vähintään tyhjäkäyntihäviöiden verran joka hetki ja tämä osuus on mahdollista ostaa paljon ennen varsinaista kulutusta ja mahdollisesti jakaa häviöiden osto useammalle eri ajankohdalle. Tavoitteena häviöiden hankinnassa on tulevien häviökustannusten pienentäminen ja ennakoiminen. Ostohetkeä valittaessa voidaan ottaa huomioon hinnan muutokset ja lopullinen ostohinta voi koostua useista eri ajankohdan hinnoista, jolloin vältetään riski ostaa häviöt kalleimman hintanoteerauksen mukaan. Ostettaessa osa häviöistä etukäteen, tiedetään häviökustannusten määräkin etukäteen, jolloin liiketoiminnan suunnittelu helpottuu. Asiakkaat maksavat häviöiden hankintakustannukset osana verkkotoimintamaksua, joten kohtuuttomista häviökustannuksista on haittaa myös asiakkaille. [19]

Häviöiden tarkkaa kokonaismäärää ja ajallista vaihtelua ei voida etukäteen tietää, joten osa häviöistä on ostettava lähellä kulutusajankohtaa, jolloin hintariski kasvaa. Vaikka sähköyhtiö ostaisi häviönsä muualta kuin sähköpörssistä, esimerkiksi kahden välisillä sopimuksilla, niin sisältyy hintaan kuitenkin hintariski, koska ajallista vaihtelua ei voida tietää tarkasti etukäteen. Hintariskistä johtuva kustannus on yleensä mukana sähkön hinnassa. [19]

3.3. Häviöiden minimointi

Verkkoliiketoiminta tähtää voitolliseen tulokseen, joten häviöiden pienentämiseksi tehtävät toimenpiteet tulisi olla taloudellisessa mielessä kannattavia. On siis löydettävä sellaiset teknistaloudellisesti kannattavat ratkaisut, joiden kokonaiskustannukset ovat pitkällä aikavälillä mahdollisimman pienet. Kokonaiskustannukset koostuvat investointi-, häviö-, keskeytys- ja ylläpitokustannuksista. Kokonaiskustannusten minimointitehtävä voidaan esittää yhtälön 3.1 avulla

$$\min \sum_{t=1}^T [K_{inv}(t) + K_{häv}(t) + K_{kesk}(t) + K_{kun}(t)], \quad (3.1)$$

jossa $K_{inv}(t)$ = Investointikustannukset ajanhetkenä t

$K_{häv}(t)$	=	Häviökustannukset ajanhetkenä t
$K_{kesk}(t)$	=	Keskeytyskustannukset ajanhetkenä t
$K_{kun}(t)$	=	Kunnossapitokustannukset ajanhetkenä t
T	=	Suunnittelujakson pituus

Mitä korkeampi häviökustannusten arvostus on, sitä merkittävämpi osuus niillä on kokonaiskustannusten arvioinnissa. Häviökustannuksia on tärkeä arvioida jo suunnittelu- vaiheessa, koska häviökustannuksia syntyy koko käyttöajan, toisin kuin investointikustannuksia. Sähkön hintakehityksen arvioiminen on vaikeaa, joten yleensä joudutaan käyttämään kiinteää häviökustannusten arvoa kustannusten arvioinnissa. [21]

3.3.1. Johdinten poikkipinta

Johdinten oikean poikkipinnan valinta on suunnittelutehtävä, joka toistuu useasti. Poikkipinnan suurentaminen vaikuttaa investointikustannusten nousemiseen, mutta toisaalta häviökustannukset pienenevät. Rakentamis- ja häviökustannuksia voidaan vertailla esimerkiksi nykyarvomenetelmällä, jossa diskontataan häviökustannukset rakennusajan- kohtaan. Tarkastelujakson rakentamis- ja häviökustannukset voidaan laskea yhtälön 3.2 mukaisesti: [21]

$$K = K_R + \kappa K_{h1}, \quad (3.2)$$

jossa K_R = Rakentamiskustannukset
 K_{h1} = Ensimmäisen vuoden häviökustannukset
 κ = Vakio, jolla K_{h1} on kerrottava, jotta saadaan koko tarkastelujakson häviökustannusten nykyarvo

Diskonttauskerroin κ voidaan laskea yhtälöillä [22]

$$\kappa = \psi \frac{\psi^t - 1}{\psi - 1}, \quad (3.3)$$

$$\psi = \frac{(1 + \frac{r}{100})^2}{1 + \frac{p}{100}}, \quad (3.4)$$

jossa r on kuormituksen vuotuinen kasvuprosentti ja p on korkoprosentti. Häviöiden kustannukset ovat siis verrannollisia kuormituksen tehonkasvun neliöön. Jos kuormituksen oletetaan pysyvän vakiona koko tarkastelujakson aikana, niin r = 0 ja jos kustannukset ovat suoraan verrannollisia tehonkasvuun, niin yhtälö 3.4 on muuten sama, mutta nimittäjää ei koroteta neliöön. Näin on esimerkiksi keskeytyskustannuksia laskettaessa.

Uutta linjaa rakennettaessa sopiva poikkipinta voidaan siis valita, kun ratkaistaan rajateho, jota suuremmilla tehoilla suuremman, mutta kalliimman poikkipinnan A_2

käyttö on häviösäästöjen takia edullisempaa kuin pienemmän poikkipinnan A_1 . Johtojen kustannuksia voi tarkastella yhtälön 3.5 avulla: [21]

$$K_{hA1} - K_{hA2} > K_{inv,A2} - K_{inv,A1}, \quad (3.5)$$

jossa K_h = Johdon häviökustannusten nykyarvo
 K_{inv} = Johdon investointikustannukset

Jos ensimmäisen vuoden näennäisteho tunnetaan, niin suurempi johdin kannattaa valita uutta linjaa rakennettaessa, jos epäyhtälö

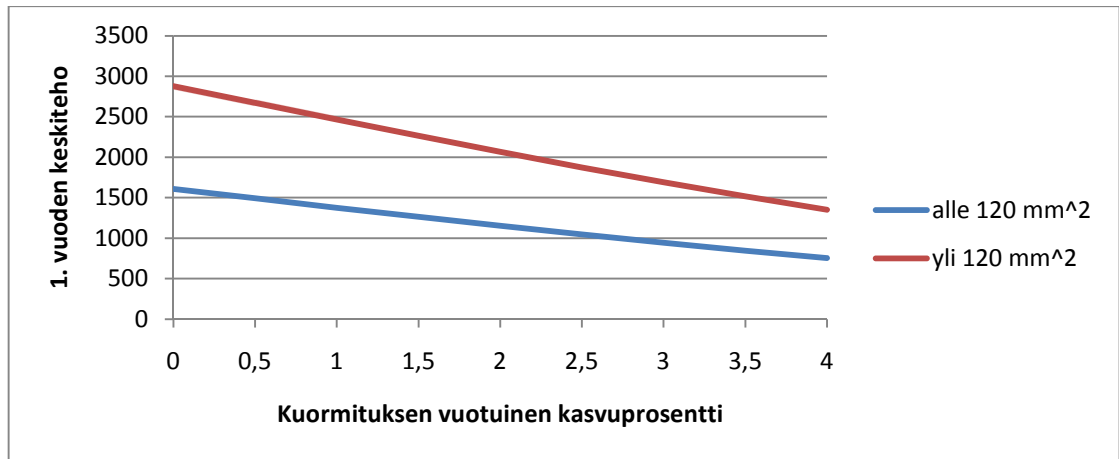
$$S_1 > U \sqrt{\frac{c_{Ib} - c_{Ia}}{\kappa c_l (R_a - R_b)}} \quad (3.6)$$

toteutuu. [22]

S_1	Ensimmäisen vuoden näennäisteho
U	Pääjännite
c_{Ib}	Johtimen a investointikustannukset €/km
c_{Ia}	Johtimen b investointikustannukset €/km
c_l	Tehohäviöiden hinta €/W, a
R	Johtimen resistanssi Ω/km
κ	$\psi \frac{\psi^t - 1}{\psi - 1}$

Kuvassa 3.4 on esitetty maakaapeleiden eri poikkipinta-alojen taloudellisia tehoalueita kuormituksen kasvuprosentin funktiona. Kuvaa luetaan siten, että jos ensimmäisen vuoden näennäiskeskiteho jää alle sinisen eli alimman viivan, niin valitaan 70 mm² kaapeli. Jos taas teho osuu viivojen väliin, niin valitaan 120 mm² kaapeli ja jos teho ylittää punaisen eli ylimmäisen viivan, niin valitaan 150 mm² tai isompi kaapeli. Esimerkiksi, jos ensimmäisen vuoden keskiteho on 2000 kVA ja kuormituksen kasvuprosentti 1 %, niin valitaan 120 mm² kaapeli. Toisaalta, jos kasvuprosentti on 2,5 % ja ensimmäisen vuoden teho pysyy samana, niin kannattaa valita isompi kuin 120 mm² kaapeli.

Kuva on piirretty soveltamalla yhtälöä 3.6 ja EMV:n vuoden 2010 sähköverkkokomponenttien yksikköhintataulukkoa. Tarkasteluaikana on ollut 40 vuotta ja häviötehon hinnaksi on valittu 438 €/kW, a, joka vastaa 50€/MWh energian avulla lausuttuna. Vastaavat tarkastelut voidaan tehdä myös ilmajohdoille.



Kuva 3.4: Maakaapelin taloudelliset tehoalueet kuormituksen kasvuprosentin funktiona

Poikkipinnan valinnassa täytyy ottaa huomioon myös johdon maksimi kuormitusvirrankesto normaalissa käytössä ja vikatilanteiden takia syntyvissä korvauskytkentätilanteissa sekä jännitteenaleneman sallittu suuruus.

Vanhan johtimen tilalle on taloudellisesti kannattavaa vaihtaa poikkipinnaltaan paksumpi johdin jos

$$S \geq U \sqrt{\frac{\varepsilon K_{inv}}{c_l (R_a - R_b)}}. \quad (3.7)$$

ε	Annuiteettikerroin = $(p/100)/[1 - \{1/(1+p/100)^t\}]$
K_{inv}	Johdinvaihdon investointikustannukset €/km
R_a	Vanhan johtimen resistanssi Ω/km
R_b	Uuden johtimen resistanssi Ω/km
c_l	Tehohäviöiden hinta €/W, a [22]

Yhtälön avulla voidaan siis laskea milloin johdon vaihto on kannattavaa pelkästään häviöiden kannalta tarkasteltaessa. Käytännössä vaihdot on kuitenkin kannattavaa tehdä esimerkiksi pylväiden saneerauksien yhteydessä. Taulukossa 3.2 on eri johdinvaihtojen rajatehot, jonka jälkeen vaihto on taloudellisessa mielessä kannattavaa. Rajateholla tarkoitetaan johdolla siirrettyä näennäiskeskitehoa. Avojohtojen ja maakaapeleiden kustannukset sekä laskennassa käytetyt resistanssit on esitetty liitteessä 1.

Taulukko 3.2: Avojohtojen johdinvaihdon taloudelliset rajatehot

Avojohtot	Rajateho / MVA
Sparrow → Raven	1,9
Sparrow → Pigeon	1,6
Sparrow → PAS 120	1,8
Raven → Pigeon	2,6
Raven → PAS 120	2,7
PAS 70 → PAS 120	2,9

Taulukon mukaan Sparrow-avojointoa ei ole milloinkaan kannattavaa vaihtaa Raveniin vaan suoraan Pigeoniin. Käytännössä johdin tulisi vaihtaa suoraan PAS-johtoon, koska siitä saadaan hyötyä myös verkon käyttövarmuuden parantuessa ja näin ollen keskeytyskustannukset pienenevät.

Taulukko 3.3: Maakaapeleiden johdinvaihdon taloudelliset rajatehot

Maakaapelin paksuus	Rajateho / MVA	Rajateho ilman kaivuun kustannuksia / MVA
70 mm ² → 120 mm ²	3,5	3,1
70 mm ² → 150 mm ²	3,4	3,1
70 mm ² → 240 mm ²	3,1	2,8
120 mm ² → 150 mm ²	7,6	6,9
120 mm ² → 240 mm ²	4,8	4,4
PAS 120 → 150 mm ²	5,7	5,2
PAS 120 → 240 mm ²	4,3	3,9

Maakaapelin tapauksessa maksimi kuormitusteho saattaa tulla vastaan ennemmin kuin rajateho. Se tarkoittaa sitä, että kaapelin paksuutta on lisättävä ennen rajatehon ylittymistä. Jos siis johdolla siirretyn keskitehon suhde huipputehoon on pieni, niin johdon maksimi kuormitusteho ylittyy ennemmin kuin rajateho etenkin pienillä kaapeleilla.

Taulukon mukaisesti 70 mm² kaapelia ei kannata vaihtaa 120 mm² vaan suoraan isompaan. 120 mm² kaapelilla maksimi kuormitusvirta on 265 A, joten huipputeho ei saa ylittää 9,2 MVA:ta. Tässäkin tapauksessa kaapeli kannattaa vaihtaa suoraan 240 mm² paksuiseksi.

Taulukot ovat suuntaa antavia, koska rajateho riippuu pitkälti siitä, mitä parametrejä laskennassa käytetään. Esimerkiksi tehohäviöiden hinta on parametri, joka voi vaihdella merkittävästi. Kuten yhtälöstä 3.7 huomataan, rajateho on suoraan verrannollinen jännitteeseen ja muiden muuttujien neliöjuureen. Rajateho muuttuu $\frac{1}{\sqrt{2}}$ osaan, jos tehohäviön hinta kaksinkertaistuu.

FVP Oy:n verkossa suurin osa maakaapeleiden poikkipinta-aloista on 120 mm². Huippukuormien aikana lähellä sähköasemaa olevat tehot alkavat lähestyä maksimi-kuormitustehoa. Uusia yhteyksiä rakennettaessa tulisi valita teknistaloudellisesti edulli-

sin vaihtoehto. Vaikka mahdollisten kuormitusten kasvun ennustaminen on vaikeaa, niin ainakin rakentamisvaiheen tarvittava teho tiedetään melko tarkasti.

3.3.2. Muuntajien valinta

Muuntajissa syntyy tyhjäkäyntihäviöitä aina kun se on kytkettynä sähköverkkoon. Tyhjäkäyntihäviöt eivät riipu kuormituksesta vaan muuntajan jännitteestä ja ne muodostuvat pääasiassa resistiivisistä häviöistä ensiökäämissä sekä magneettivuon aiheuttamista häviöistä eriste- ja sydänrakenteissa. Kuormitushäviöt syntyvät käämitysten resistansseissa ja hajavoissa. Kuormitushäviöitä, jotka ovat verrannollisia kuormituksen neliöön, syntyy muuntajan nimellisvirralla huomattavasti enemmän kuin tyhjäkäyntihäviöitä. Muuntajia ei kannatakaan käyttää lähellä nimellistehoaan vaan mieluummin hieman pienemmällä teholla. [23]

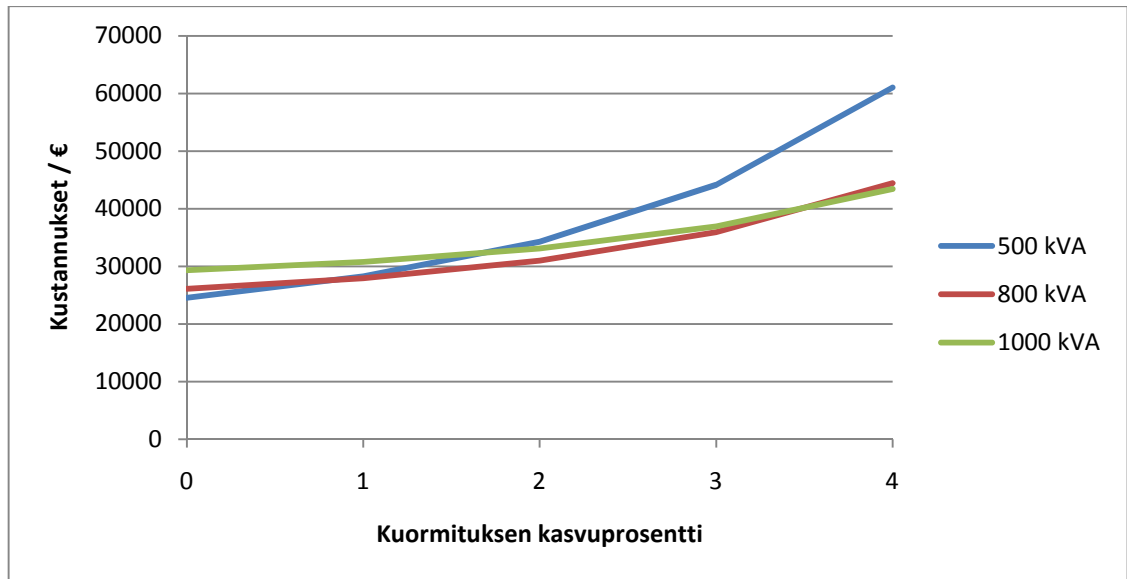
Muuntajaa mitoitettaessa hallitseva parametri on teho. Jakelumuuntajat suunnitellaan käytettäväksi koko verkon pitoajan, minkä takia häviöt ovat merkittävä tekijä muuntajan valinnassa. [23]

Suurimmat häviöt syntyvät pienjänniteverkossa, joten joissakin tapauksissa on edullisempaa käyttää pienen muuntajakoon muuntamoita kuin harvaan sijoitettuja suuren muuntajakoon muuntamoita. On olemassa erilaisia pienihäviöisiä muuntajia, joiden käyttö saattaa olla kannattavaa tietyissä kohteissa.

Muuntajan kokonaiskustannukset muodostuvat investoinnin suuruudesta sekä häviöistä aiheutuvista kustannuksista. Kuormitushäviöt voidaan diskontata tarkastelujakson ajalta yhtälöiden 3.2–3.4 mukaisesti. Tyhjäkäyntihäviöiden tapauksessa käytetään myös samoja yhtälöitä, mutta kuormituksen kasvuprosentiksi valitaan nolla vaikka kuormitus nousisikin. Muuntajan tarkastelujakson kustannukset voidaan laskea yhtälön

$$K_{tot} = K_{inv} + K_{kh}\kappa_1 + K_{th}\kappa_2 \quad (3.8)$$

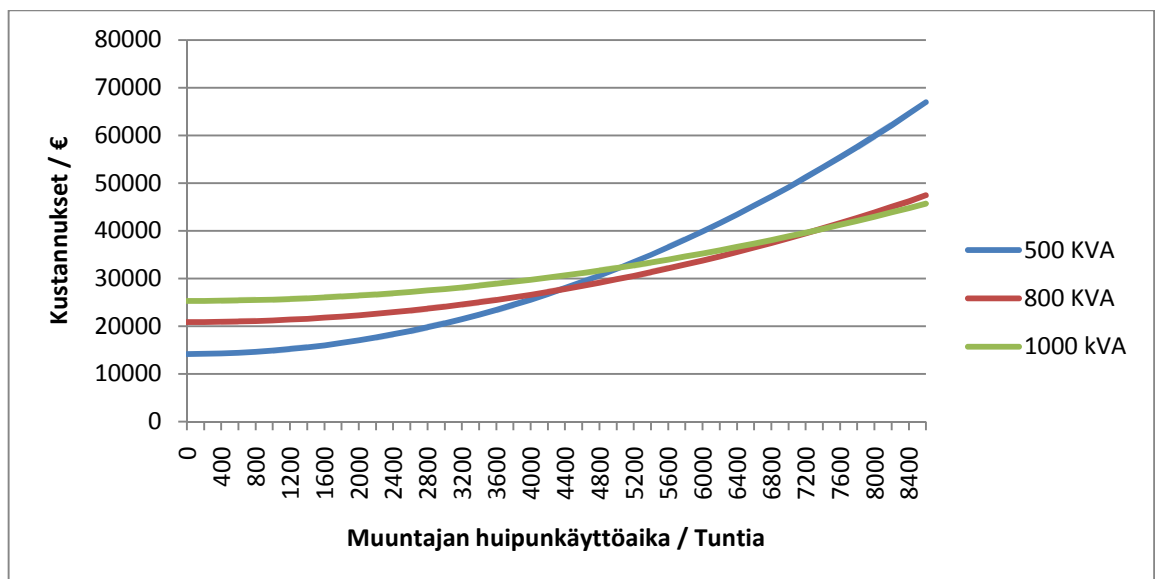
avulla, jossa K_{kh} on kuormitushäviöiden ensimmäisen vuoden aiheuttamat häviökustannukset ja K_{th} tyhjäkäyntihäviöiden ensimmäisen vuoden aiheuttamat kustannukset. Diskonttauskerroin κ_1 ottaa huomioon kuormituksen kasvuprosentin ja κ_2 kertoimessa kasvuprosentti pysyy nollana. Kuvassa 3.5 on esitelty kolmen erikokoisen muuntajan kustannukset kuormituksen kasvuprosentin funktiona, kun ensimmäisen vuoden huipputeho on 450 kVA ja huipunkäyttöaika 4440 tuntia. Tarkastelujaksona on ollut 40 vuotta. Muuntajien kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöt on otettu ABB:n teknisiä tietoja ja taulukoita – kirjasta [18] ja muuntajien hinnat EMV:n vuoden 2010 sähköverkkokomponenttien yksikköhintataulukosta [24].



Kuva 3.5: Muuntajan kustannukset kuormituksen kasvuprosentin funktiona

Kuvasta 3.5 huomataan, että riippuen kuormituksen vuotuisesta kasvusta, jokaisella muuntajalla on käyttöalueensa. Jos kuormituksen oletetaan pysyvän samana, niin 500 kVA muuntaja riittää. Jos taas kasvuprosentti on yli 3,5, niin on taloudellisinta valita 1000 kVA muuntaja. Välillä 1-3,5 % taloudellisin muuntajakoko on 800 kVA. Huomiointiin täytyy ottaa myös se, että samankokoisilla muuntajilla saattaa olla erilaiset häviötehot. Valinta täytyy tehdä aina tapauskohtaisesti.

Kuormituksen kasvuprosentin lisäksi muuntajan huipunkäyttöajalla on suuri merkitys oikean koon valintaan. Kuormitushäviöt ovat verrannollisia huipunkäytön ajan neliöön. Eli huipunkäytön ajan kaksinkertaistuessa kuormitushäviöt nelinkertaistuvat. Kuvassa 3.6 on kolmen eri muuntajan kustannukset huipunkäytön ajan funktiona. Muut parametrit ovat samat kuin edellisessäkin kuvassa, mutta kuormituksen kasvuprosentti on 1 %.



Kuva 3.6: Muuntajan kustannukset huipunkäytön ajan funktiona

Kuvan 3.6 mukaisesti esimerkkitapauksessa 500 kVA:n muuntaja riittää, jos muuntajan huipunkäytönaika on pienempi kuin 4400 tuntia.

Kuormituksen noustessa tarpeeksi, muuntajan häviöistä aiheutuneet kustannukset ylittävät uuden isomman muuntajan häviöiden ja investoinnin kustannukset. Epäyhtälön 3.9 avulla voidaan laskea onko muuntajan vaihto pienempihäviöisempään taloudellisesti kannattavaa. Jos investoinnin kustannus on pienempi kuin muuntajan vaihdossa saadun tarkastelujakson diskontattujen häviökustannusten säästö, niin investointi kannattaa tehdä. Yhtälössä

$$K_{inv} \leq \left(\left(\left(\frac{S}{S_{n1}} \right)^2 P_{kN1} - \left(\frac{S}{S_{n2}} \right)^2 P_{kN2} \right) \kappa_1 + (P_{01} - P_{02}) \kappa_2 \right) H_e * 8760 h \quad (3.9)$$

H_e tarkoittaa häviöenergian hintaa ja S muuntajan syöttämää keskitehoa. Diskonttauskerroin κ_1 on kuormituksen kasvusta riippuva kun taas κ_2 pysyy samana riippumatta kuormituksen kasvuprosentista. Molemmat kertoimet voidaan laskea yhtälöiden 3.3 ja 3.4 avulla.

3.3.3. Verkon jakorajojen kausittainen muuttaminen

Jakorajojen optimointi on hyvä tapa pienentää häviöistä aiheutuvia kustannuksia, koska se ei vaadi verkostoinvestointeja. Etenkin verkkotietojärjestelmän avulla voidaan helposti simuloida muutosten vaikutukset. Muutoksia tehdessä huomioon täytyy kuitenkin ottaa suojausten selektiivisyyden säilyminen, jännitteenalenemat sekä verkon käyttövarmuus. [21] Yksi tapa jakorajojen optimoinnissa on muuttaa niitä kausittain vaihtuvien kuormitusten mukaisesti esimerkiksi käyttämällä kesällä eri jakorajoja kuin talvella. Kuormitusten ajalliset vaihtelut tarvitsee kuitenkin tietää etukäteen tarkasti, jotta todellista hyötyä tulisi.

3.3.4. Kompensointi

Verkossa siirretty loisteho kasvattaa näennäisvirran itseisarvoa, mikä taas lisää kuormitusvirtahäviöitä, jotka ovat verrannollisia virran neliöön. Tämän takia loistehoa ei ole kannattavaa kuljettaa pitkiä matkoja, vaan se on kannattavaa tuottaa mahdollisimman lähellä kulutusta.

Kompensointi sähköasemilla kytkettynä 20 kV:n kiskoon vähentää päämuuntajien häviöitä sekä loistehon ostoja kantaverkosta. Toinen vaihtoehto on sijoittaa kondensaattoreita keskijänniteverkkoon johtolähtöjen varsille. Näin pienennetään loistehon oston ja muun loistehon kompensoinnin tarvetta, parannetaan johtoyhteyksien siirtokykyä ja jännitteenalenemia sekä pienennetään häviöitä keskijänniteverkossa.

Sähköverkonhaltijat perivät loistehomaksua tehonsiirtoasiakkailta. Loistehosta peritään erilliskorvaus, koska se kuormittaa sähkön jakeluverkostoa vähentäen päte-

hon jakelukapasiteettia ja sitä kautta edelleen koko sähköntuotannon taloudellista kannattavuutta.

Tietyt laitteet kuten tasavirta- ja invertterikäytöt, muuntajat ja purkauslamput synnyttävät yliaaltoja, jotka rasittavat verkkoa. Yliaallot voivat aiheuttaa häiriöitä laitteisiin, jotka tarvitsevat korkealaatuista sähköä. Ne voivat aiheuttaa myös releiden ja sulakkeiden toimintahäiriöitä.

Loistehon kompensointiin voidaan käyttää esimerkiksi kompensointikondensaattoreita, estokelaparioita ja erilaisia yliaaltosuodattimia. Perinteisten kompensointikondensaattorien käyttö ei aina onnistu, jos verkossa on runsaasti yliaaltoja, koska kondensaattorin kapasitanssi ja verkon induktanssi saattavat muodostaa resonanssipiirin olemassa olevan yliaaltotaajuuden kohdalle. Yliaaltotaajuuksien virrat voivat vahvistua moninkertaiseksi aiheuttaen säröä jännitteeseen ja jopa laiterikkoja. Jos verkossa on paljon yliaaltoja, niin kompensointiin tulisi käyttää estokelaparioita. Estokelaparioissa on kytkettynä kuristin sarjaan kondensaattorin kanssa, jolloin yliaallot eivät vahvistu ja perustaajuinen loisteho kompensoituu. [25]

4. FORSSAN VERKKOPALVELUT OY:N VERKON NYKYTILA

Ennen sähköverkon kehittämiskäytännön tutkimista on syytä kartoittaa Forssan Verkkopalvelut Oy:n verkon nykytila, jotta saataisiin määritettyä tärkeimmät verkon kehitystarpeet ja –paikat sekä voitaisiin vertailla uusien kehitysehdotuksien hyötyjä.

4.1. Sähkötekniinen kunto

Sähköverkon on kyettävä täyttämään sähkötekniset vaatimukset. Niihin kuuluvat johtojen termiset kestoisuudet, jännitteenalenemat, komponenttien oikosulkukestoisuudet, riittävä sähköturvallisuus ja sähkön laatu.

Jännitteenalenemat keskijänniteverkossa ovat sallituissa rajoissa. Verkkotietojärjestelmällä nykyisten huippukuormien mukaan simuloidut jännitteenalenemat keskijänniteverkossa ovat korkeimmillaan 2-3 %. Poikkeustilanteissa korvauskytkentöjä tehdessä jännitteenalenemat kasvavat, mutta ovat silti sallituissa rajoissa lähes kaikkien yksittäisten keskijänniteverkon vikojen tapauksessa. Suurhäiriöitä tämän työn puitteissa ei tutkita.

Termisellä kestoisuudella tarkoitetaan jatkuvan kuormitusvirran aiheuttaman lämpötilan kestoisuutta. Eli toisin sanoen johdolla siirrettävän tehon maksimiraja ei saa ylittyä. Forssan Verkkopalvelut Oy:n verkossa on lähtöjä, joiden terminen kuormitettavuus huippukuormilla on lähellä maksimia verkkotietojärjestelmän mukaan. Jos kuormitukset kasvavat entisestään, johdot on korvattava paksummilla poikkipinnoilla.

4.2. Käyttövarmuus

Vioista aiheutuvia pitkiä keskeytyksiä tapahtuu suhteellisen vähän FVP Oy:n sähköverkon pienen koon ja suuren kaapelointiasteen takia. Vioista suuri osa tapahtuu avojohdolla sään aiheuttamien puiden kaatumisten takia. Taulukkoon 4.2 on kirjattu vuosien 2006–2009 vikojen määrät.

Taulukko 4.2: Forssan Verkkopalvelut Oy:n verkossa tapahtuneet viat

Vuosi	2006	2007	2008	2009
Vikakeskeytykset	5	6	8	7
Pikajälleenkytkennät	14	10	8	7
Aikajälleenkytkennät	3	2	2	3
Työkeskeytykset	4	7	5	1

Taulukossa 4.3 on eritelty vikojen syyt vuosilta 2006–2009. 14 vikaa 26:sta tapahtui Murronkulman tai Järvenpään johtolähdöillä, jotka ovat pääasiassa kirkasta avojohtoa. Vioista suurin osa tapahtuikin avojohdoilla sääolosuhteiden takia. Myös eläimet ovat aiheuttaneet suhteellisen paljon vikoja. Ongelmia ovat aiheuttaneet myös ulkopuolisten työntekijöiden tekemät varomattomat työt johdinten lähellä.

Taulukko 4.3: Pysyvien vikojen syyt

2006–2010	avojohto	PAS	kaapeli	muuntaja	erotin
Lumi, jää ja myrskyt	9				
Ukkonen	1				
Ulkopuoliset	1		3	1	
Eläimet ja linnut	3			2	
Rakenneviat	1				1
Muut tai ei tiedossa	4				
Yhteensä	26				

Taulukossa 4.4 on Forssan Verkkopalvelut Oy:n keskeytysten tunnuslukuja. Tunnusluvut ovat laskettu yhtälöitä 2.4 ja 2.5 soveltamalla eli luvut ovat samat kuin Energiamarkkinavirastolle luovutetut asiakkaan kokemat keskimääräiset vuosienenergioilla painotetut keskeytysmäärät ja –ajat.

Taulukko 4.4: Forssan Verkkopalvelut Oy:n vuosienenergioilla painotetut keskeytysten tunnusluvut

<i>Vuosi</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>keskiarvo</i>
Odottamattomien vikojen keskeytysaika / h	0,47	0,08	0,47	0,23	0,31
Odottamattomien vikojen keskeytysmäärä / kpl	0,72	0,15	1,13	0,54	0,64
Suunniteltujen keskeytysten keskeytysaika / h	0,07	0,01	0,003	0,0007	0,02
Suunniteltujen keskeytysten lukumäärä / kpl	0,03	0,01	0,01	0,001	0,01
Aikajälleenkytkennöistä aiheutunut keskeytysmäärä / kpl	0,37	0,20	0,32	0,13	0,25
Pikajälleenkytkennöistä aiheutunut keskeytysmäärä / kpl	1,46	1,35	0,50	0,67	0,99
Vuotuinen keskeytyskustannus/ €	221225	62748	206931	98442	147336

Kuten taulukosta huomataan, niin keskeytystilaston vuosittaiset arvot vaihtelevat voimakkaasti pienen otoksen ja vikojen satunnaisuuden vuoksi. Taulukossa 4.5 on esitetty

perinteiset käyttövarmuutta kuvaavat tunnusluvut neljän vuoden keskiarvona, jotta seuraavassa luvussa LuoVa:lla tehtävien tarkastelujen vertailu olisi mielekästä. LuoVa:n laskentaparametrit tulisikin määritellä siten, että nykyisellä verkolla tehdyt verkostolasennat antaisivat mahdollisimman samanlaiset tunnusluvut kuin taulukossa 4.5 olevat tunnusluvut ovat. Myös LuoVa:n keskeytyskustannusten tulisi olla lähellä taulukon 4.4 keskiarvoa, kun parametreina käytetään EMV:n määrittelemiä KAH-arvoja.

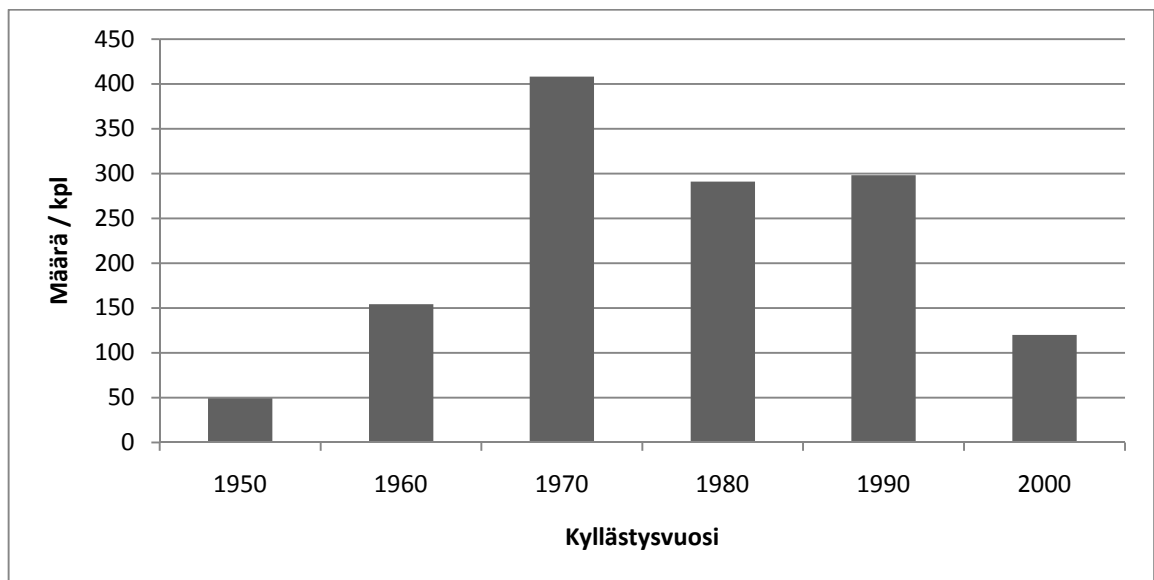
Taulukko 4.5: *Käyttövarmuuden tunnusluvut*

SAIFI	SAIDI	CAIDI
0,94 kpl / a	24 min / a	26,4 min / a

Taulukoiden 4.4 ja 4.5 erot johtuvat siitä, että 4.4 on laskettu energiapainotettuina keskeytyksien kokemien muuntopiirien energian perusteella, kun taas 4.5 luvut on laskettu keskeytyksien kokemien muuntopiirien asiakasmäärän perusteella.

4.3. Pylväiden ikäjakauma

Keskijänniteverkon pylväiden kyllästysvuosi on vanhimmillaan 1954. Suurin osa pylväistä on kyllästetty 1970-luvulla. Pieni osa on kuitenkin 50 ja 60-luvulta ja ne alkavat olla käyttöikänsä päässä. Yhteensä pylväitä on verkkotietojärjestelmän mukaan 1320 kappaletta. Kuvassa 4.1 on esitetty keskijänniteverkon pylväiden ikäjakauma ja määrä kymmenen vuoden tarkkuudella. Kaikki pylväät ovat suolakyllästettyjä.



Kuva 4.1: Keskijänniteverkon pylväiden lukumäärät vuosikymmenten mukaan lajiteltuna

Lähteen [26] mukaan suolakyllästettyjen pylväiden käyttöikä on 50 vuotta. Ne verkon osat ja haarat, joissa on 50–60 luvun pylväitä suurimmaksi osaksi, tulisi tarkastella erikseen eri saneerausvaihtoehtojen osalta.

5. KÄYTTÖVARMUUDEN KEHITTÄMINEN FORSSAN VERKKOPALVELUT OY:N VERKOSSA

Valtakunnallisten keskeytystilastojen mukaan asiakkaan kokemasta keskeytysajasta 89 % johtuu keskijänniteajohtoverkosta. [27] Tämän takia keskijänniteverkon kehitykseen tulisi investoida suurin osa käyttövarmuutta parantavista investoinneista.

Nykyisessä FVP Oy:n verkossa ei ole kauko-ohjattavia erottimia eikä välikatkaisijoita. Ensimmäiseksi tutkittiinkin kaukokäytön mahdollisuuksia käyttövarmuuden parantamiseksi, niiden tuoman nopean hyödyn ja suhteellisen edullisen hinnan takia. Forssan Verkkopalvelut Oy:n sähköverkossa on kaksi johtolähtöä, Murronkulma ja Järvenpää, joihin on todennäköisesti kannattavaa lisätä välikatkaisijoita ja mahdollisesti kauko-ohjattavia erottimia.

Keskeytyksen haittaa arvioidaan EMV:n valvontajaksolle 2008–2011 määritellyillä KAH-arvoilla ja asiakaskohtaisilla KAH-arvoilla. Myös toimitusvarmuuskriteeristön [4] esittämien tavoitetasojen täyttymistä tutkitaan.

5.1. Laskentaparametrit

Verkostolaskentaa varten tarvitsee määritellä käytettävien laskentaparametrien arvot. Laskentakorkokantana on yleensä käytetty viittä prosenttia matalan riskipreemion sähköjakeluliiketoiminnassa. Valtion tuotto-obligaatioiden nimelliskorkoa on pidetty käytännössä riskittömänä tuottona, jota suurempaa tuottoa odotetaan kaikilta investoinneilta. Työn tekohetkellä tuotto-obligaatioiden nimelliskorko on ollut 2,1 %, joka on erittäin alhainen. Tulevaisuuden korkotasoa on kuitenkin mahdotonta ennustaa ja korkotasoon täytyy lisätä investointien riskejä kompensoiva riskipremio, joten tämän työn laskentakorkokannaksi valitaan 5 %. [22;28]

Sähkön hinnan keskiarvo on ollut Nord Poolin Elspot markkinoiden Suomen alueella tammikuusta 2008 lähtien laskettuna noin 45 €/MWh. Sähkön hinnan oletetaan kuitenkin jatkavan nousua tulevaisuudessa, joten häviösähkön hinnaksi täytyy valita hieman nykyistä markkinahintaa suurempi arvo. Laskennassa käytetään arviota 50 €/MWh. Tämä saattaa johtaa verkon ylimitoitukseen nykytilanteessa, mutta hinnan kasvaessa tilanne tasoittuu. [28]

Häviöiden huipunkäyttöaika on keskijänniteverkossa tyypillisesti 2000–2500 tuntia [29]. Tässä työssä käytetään arvoa 2250 tuntia. Vikatilanteen aikaiseksi erottimien kytkentäajaksi käsin valitaan 30 minuuttia ja kauko-ohjauksella 5 minuuttia sekä vian korjausajaksi 120 minuuttia.

Keskeytyksen aiheuttaman haitan arvot on esitetty taulukossa 2.4. Lisäksi jännitekuoppakustannuksiksi on valittu kaikille alle 80 % jäännösjännitteen kuopille pika-jälleenkytkennän arvo. Kriittisille asiakkaille kuoppakustannukset on tarkasteltu erikseen ja niissä on käytetty huomattavasti suurempaa arvoa.

Tarkasteluajaksi valittiin 20 vuotta. Kuormituksen ei odoteta kasvavan, joten kuorman kasvuprosentiksi valitaan 0 %. Kauko-ohjattavien erottimien pitoajaksi on valittu 30 vuotta, johtimien, maakaapelien ja päämuuntajien 40 vuotta sekä pylväskatkaisijoiden 15 vuotta. Investointien kustannuksena käytetään Energiamarkkinaviraston vuoden 2010 sähköverkkokomponenttien yksikköhintataulukossa olevia hintoja, ellei toisin sanota.

Luotettavuuspohjaisella verkostanalyysillä voidaan tutkia sähköjakauserkon luotettavuutta ja investointien kustannustehokasta kohdentamista. Vuonna 2002 aloitettussa Luotettavuuspohjainen verkostanalyysi – projektissa valmistunut LuoVa-prototyyppisovellus antaa mahdollisuuden verkkotietojärjestelmäpohjaiseen luotettavuuden tarkasteluun. LuoVa-sovellus voidaan integroida ABB:n Integra verkkotietojärjestelmään, joka on käytössä Forssan Verkkopalvelut Oy:ssä. LuoVa-sovellus eroaa perinteisestä luotettavuuslaskennasta siten, että komponenteille määritellään useita erilaisia tekijöitä vikaantuvuuden laskemiseksi. Perinteisessä luotettavuuslaskennassa komponentilla on yksi vakio vikataajuus, joka ei riipu olosuhteista. Esimerkiksi LuoVa-sovelluksessa muuntajan vikataajuuteen vaikuttaa muuntajan sijainti, ylijännitesuojaus ja eläinsuojaus, jotka huomioidaan painokertoimilla. Painokertoimilla perusvikataajuutta voidaan joko laskea tai nostaa.

LuoVa-sovelluksen hyödyntämiseksi on ensin määriteltävä tutkittavalle verkolle tai verkon osalle komponenttien parametrit. Forssan Verkkopalvelut Oy:n verkossa tapahtuu vikoja niin vähän, että parametrejä ei voida laskea luotettavasti pelkästään verkon omista vikatilastoista. Eri komponenttien parametrien määrittämiseen käytetään oman verkon vikatilastojen lisäksi tehtyjä tutkimuksia sekä valtakunnallisia keskeytys- ja jälleenkytkentätilastoja.

Tässä työssä käytetyt komponenttien perusvikataajuudet on laskettu Energiatieteiden vuosien 2005–2009 keskeytystilastojen ja Luotettavuuspohjainen verkostanalyysi -projektin loppuraportin avulla. Keskeytystilastoista on laskettu keskeytysmäärien keskiarvot avojohdolle, maakaapelille sekä muuntamoille ja LuoVa – projektin loppuraportista on otettu keskeytysmäärät PAS-johdolle sekä erottimille, joita on korjattu FVP Oy:n verkon vikatilastoille sopivammiksi. Liitteessä 3 on esitetty komponenttien perusvikataajuudet erilaisten vikojen mukaan sekä niihin liittyvät kertoimet. [15;27]

5.2. Murronkulman ja Järvenpään johtolähdöt

Murronkulman lähtö on maaseutulähtö ja se on pisin Forssan Verkkopalvelut Oy:n lähdöistä. Lähtö on suurimmaksi osaksi avojohtoa ja sitä syöttää Pilvenmäen sähköasema. Vikataajuudeltaan Murronkulma on eniten vikoja aiheuttava lähtö, joten koko verkon

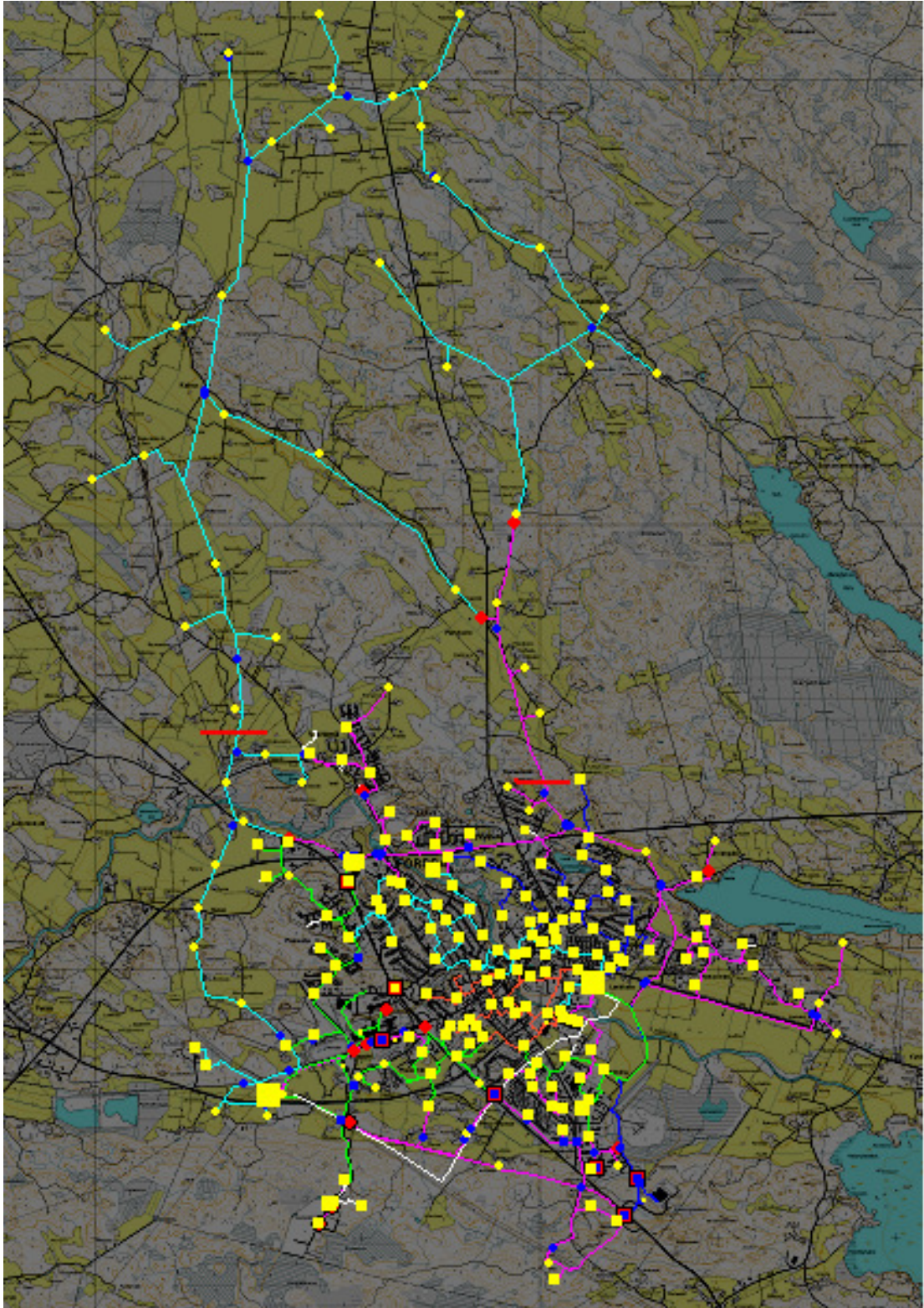
sähkön laadun kannalta siihen on kannattavinta tehdä ensimmäisenä parannuksia. Johdolla ei syötetä tärkeitä asiakkaita eikä asuinalueita. Lisäksi johdolla syötetty teho on melko pieni. Murronkulman suuren vikamäärän takia myös osa muista lähdöistä kokee useita jännitekuoppia vuodessa. Taulukossa 5.2 on Murronkulman lähdön tietoja.

Taulukko 5.2: *Murronkulman johtolähtö*

<i>Nimi</i>	<i>Pituus</i>	<i>P_{ave}</i>	<i>Asiakkaita</i>	<i>PAS</i>	<i>Avojohto</i>	<i>Kaapeli</i>
Murronkulma	40,9 km	600 kW	495 kpl	1,9km (4,7 %)	38,7km (94,6 %)	0,3 km (0,7 %)

Johdon pituuden ja suuren vikatiheyden takia ensimmäiseksi ratkaisuksi mietittiin pylväskatkaisijan asentamista lähdölle. Pysyviä vikoja lähdöllä tapahtuu noin 2,5 vuodessa ja pikajälleenkytkentöjä noin 4,5 vuodessa. Katkaisijan paikaksi valittiin Vieremän asuinalueen jälkeinen johto-osa. Näin ollen Murronkulman lähdöllä voidaan syöttää myös osaa Paavolan ja Vieremän asuinalueista vaikuttamatta oleellisesti sähkön laadun huononemiseen kyseisillä alueilla. Katkaisija ei kuitenkaan vähennä muiden saman päämuuntajan syöttämien lähtöjen kokemia jännitekuoppia.

Kuvassa 5.3 on vasemmalla puolella vaaleansinisellä värillä Murronkulman johtolähtö ja punaisella poikkiviivalla pylväskatkaisijan paikka. Pilvenmäen sähköasema on vasemmassa alakulmassa.



Kuva 5.3: Forssan Verkkopalvelut Oy:n keskijänniteverkko

Järvenpään lähtö syöttää Kuuston ja Vieremän asuinalueita sekä maaseutua. Lähtö koostuu pääasiassa avojohdosta ja maakaapelista. Ongelmaksi ovat osoittautuneet maaseudun avojohdolla tapahtuvat viat, jotka aiheuttavat myös vian tiheään asutuille asuinalueille. Järvenpää ja Murronkulma ovat yhteydessä toisiinsa, joten varasyöttö vikata-

pauksissa on mahdollista kummaltakin lähdöltä. Taulukossa 5.3 on Järvenpään lähdön tietoja.

Taulukko 5.3: Järvenpään johtolähtö

<i>Nimi</i>	<i>Pituus</i>	<i>P_{ave}</i>	<i>Asiakkaita</i>	<i>PAS</i>	<i>Avojohto</i>	<i>Kaapeli</i>
Järvenpää	27,3 km	1520 kW	1230 kpl	1,5 km (5,5 %)	14,3 km (52,4 %)	11,5 km (42,1 %)

Kuvassa 5.3 yläosassa oikealla puolella on Järvenpään johtolähtö violetin värisenä ja siihen on merkitty punaisella poikkiviivalla pylväskatkaisijan paikka. Lähtöä syöttää Linikkalan sähköasema.

Taulukoissa 5.4 ja 5.5 on eri parannusehdotusten kustannukset ja niistä saatavat hyödyt laskettuna eri KAH-arvoilla. Jännitekuoppia ei ole huomioitu. Parannukset on tehty pelkästään Murronkulman ja Järvenpään johtolähdöille, mutta mukana on kuitenkin koko verkon kustannukset siksi, että myös jakorajojen muutoksista johtuvat muilla lähdöillä tapahtuvat muutokset näkyisivät tuloksissa. Laskennassa on käytetty annuiteettimenetelmää eli investointien kustannukset on muutettu vuotuisiksi kuoletus- ja korkomenoiksi annuiteettikertoimen avulla. Vertailun vuoksi taulukoihin on laskettu myös 20 vuoden tarkastelun tulokset nykyarvomenetelmällä. Niissä kaikki investoinnit on laskettu suoraan ensimmäisen vuoden kustannuksiksi, vaikka komponentin pitoaika olisikin pitempi tai lyhyempi kuin 20 vuotta. Kustannukset ovat tuhansia euroja. Kauko-ohjatun erottimen investointikustannuksena on käytetty 16 400 € [24] ja maastokatkaisijan 25 000 €.

Taulukko 5.4: Asiakaskohtaisilla KAH-arvoilla lasketut kustannukset

	Nykytilanne / k€	Murronkulman katkaisija / k€	Katkaisijat ja kytkentämuutos / k€	Katkaisijat, kytkentämuutokset ja k-erottimet / k€
Ensimmäisen vuoden kustannukset				
Pysyvät viat	224,5	218,3	213,9	209,1
Jälleenkytkennät	41,2	38,1	38	38
KJ-häviöt	41,0	41,0	38,9	38,9
Annuiteetti	0	2,4	4,8	6,9
Yhteensä	306,7	299,8	295,6	292,9
Säästöä / a	0	6,9	11,1	13,8
20 vuoden tarkastelujakso				
Yhteensä	3821	3730	3674	3646
Säästöä	0	91	147	175

Taulukoissa katkaisija sarakkeessa on otettu huomioon pelkästään Murronkulman katkaisijan tuomat hyödyt. Katkaisijat ja kytkentämuutos sarakkeessa laskennat on tehty

Murronkulman sekä Järvenpään katkaisijoille, joiden lisäksi lähtöjen jakorajaa on muutettu siten, että Järvenpään lähdöstä tulee pidempi ja vastaavasti Murronkulman lähdöstä lyhyempi. Murronkulman alkupäälle on lisätty kuormaksi Vieremän asuinalue sekä valtatie 2:n huoltoasemat. Viimeisessä sarakkeessa on edellä mainittujen muutosten lisäksi lisätty kaksi kauko-ohjattavaa erotinta.

Taulukko 5.5: EMV:n KAH-arvoilla lasketut kustannukset

	Nykytilanne / k€	Murronkulman katkaisija / k€	Katkaisijat ja kytkentämuu- tokset / k€	Katkaisijat, kyt- kentämuutokset ja k-erottimet / k€
Ensimmäisen vuoden kustannukset				
Pysyvät viat	149,1	145,4	138,9	131,0
Jälleenkytkennät	25,6	24,1	22,9	22,9
KJ-häviöt	41,0	41,0	38,9	38,9
Annuiteetti	0	2,4	4,8	6,9
Yhteensä	215,7	212,9	205,5	199,7
Säästöä	0	2,8	10,2	16
20 vuoden tarkastelujakso				
Yhteensä	2688	2649	2552	2486
Säästöä	0	39	136	202

EMV:n KAH-arvoilla lasketut investoinneista saatavat säästöt ovat hieman suuremmat kuin asiakaskohtaisilla arvoilla lasketut. Ero johtuu siitä, että Murronkulman ja Järvenpään lähdöillä on pääasiassa koti- ja maatalousasiakkaita, joiden KAH-arvot ovat pienemmät kuin EMV:n energiapainotetut KAH-arvot.

Taulukko 5.6: LuoVa:n laskemat keskeytystunnusluvut

	Nykytilanne	Murronkulman katkaisija	Katkaisijat ja kytkentämuu- tokset	Katkaisijat, kyt- kentämuutokset ja k-erottimet
SAIFI	0,9	0,87	0,82	0,82
SAIDI	29,7	28,9	27,2	24,6
CAIDI	33,1	33,2	33,0	29,8
MAIFI	1,78	1,67	1,51	1,51

Alkutilanteen tunnusluvut eroavat hieman kappaleessa 4 taulukossa 4.5 esitetyistä neljän vuoden keskiarvoista. SAIFI on lähellä oikeaa (0,9 ~ 0,94), mutta SAIDI:n tapauksessa LuoVa:lla laskettu tulos on hieman suurempi kuin todellisista vikatilastoista laskettu arvo (29,7 ~ 24). Tämä johtuu osittain siitä, että LuoVa:n laskennassa on otettu huomioon pieni mahdollisuus siihen, että pysyvä vika on tavallista pahempi ja näin ol-

len kestää huomattavasti kauemmin kuin normaali katko. Lisäksi neljässä vuodessa on tapahtunut niin vähän vikoja, että luotettavaa tilastotietoa ei niistä voida tehdä.

Lähdöillä on myös haaroja, joiden pylväätkä alkavat olla käyttöikänsä päässä. Näitä kohteita tutkittiin eri saneerausvaihtoehtojen osalta. Murronkulman lähdöllä on pieni noin 500 metrin haara, joka syöttää kahta pientä asiakasta Juholan muuntajalla. Johdolla kulkeva teho on noin 5 kW:n luokkaa. Pylväiden kyllästysvuosi on verkkotietojärjestelmän mukaan 1956, joten pylväätkä ovat vanhoja. Koska johto kulkee pellolla ja kulutus on vähäistä, niin siinä tapahtuvat keskeytys- ja häviökustannukset ovat pieniä. LuoVa:n mukaan johto-osa aiheuttaa 175 euron keskeytyskustannukset vuosittain asiakaskohtaisilla KAH-arvoilla, kun myös jännitekuopat otetaan huomioon. Vaihdamalla johtimeksi päällystettyä avojohtoa keskeytyskustannukset tippuisivat 25 euroon vuodessa. 20 vuoden ja 5 % laskentakorkokannalla säästöä tulisi noin 1870 euroa. PAS-johto on kuitenkin kalliimpaa kuin kirkas avojohto, joten investointi ei ole taloudellisesti mielessä kannattavaa.

Toinen samantapainen haara syöttää Jokilan muuntajaa Murronkulma lähdöllä. Haara on niin pitkällä, että viat siinä eivät aiheuta syviä jännitekuoppia muille lähdöille. Edellisen kappaleen mukaisesti tällekin haaralle ei ole kannattavaa vaihtaa päällystettyä avojohtoa, vaan taloudellisesti paras ratkaisu on vaihtaa uudet pylväätkä ja käyttää nykyistä avojohtoa. Keskijännitejohtojen haaroille joiden teho on pieni, eräs saneerausvaihtoehto on 1 kV:n jakelujännitteen käyttö.

Murronkulman lähdöllä on kolmaskin haara, jonka pylväätkä alkavat olla käyttöikänsä päässä. Haaralla on nykytilanteessa vain vähän kuormaa, mutta jos aikaisemmin esitetyt kytkentämuutokset tehdään, niin haaran läpi syötetään Vieremän asuinalue. Huipputeho olisi tällöin noin 700 kW. Ottamalla huomioon ehdotetut muutokset ja käyttämällä asiakaskohtaisia KAH-arvoja sekä huomioimalla myös jännitekuopat saadaan haaran aiheuttamiksi keskeytyskustannuksiksi yhteensä 1850 euroa vuodessa. Muuttamalla johto päällystetyksi avojohdoksi keskeytyskustannukset pienenevät noin 300 euroon vuodessa. 20 vuoden säästö 5 % laskentakorkokannalla olisi noin 19300 €. Johdon vaihto päällystetyksi on siis perusteltua pylväiden saneerauksen yhteydessä.

5.3. Muut johtolähdöt

Muilla lähdöillä vikojen määrä on kohtuullisen pieni. Lähdöillä on kuitenkin muutamia kohtia, joiden parannuksella saadaan luotettavuutta lisättyä kohtuullisilla investoinneilla.

Kalustelelyn lähdöllä on noin 1,5 km avojohto-osuus, jonka vaihtaminen maakaapeliksi pienentäisi lähdöllä tapahtuvien vikojen todennäköisyyttä ja täten lähdön aiheuttamien jännitekuoppien määrää. Jos avojohto vaihdettaisiin maakaapeliksi, asiakaskohtaisilla KAH-arvoilla laskettuna ja jännitekuopat huomioimalla 20 vuoden häviö-, investointi- ja keskeytyskustannukset kasvaisivat noin 30 k€ suuremmiksi kuin jos investointia ei tehtäisi, joten investointi ei ole kannattavaa. Investoinnista tulee taloudellisesti mielessä kannattavaa, jos asiakaskohtaisia KAH-arvoja ja jännitekuoppakustan-

nuksia korjataan kriittisten asiakkaiden kohdalta heidän haastatteluissa kertomien häiriökustannusten mukaiseksi.

5.4. Kriittiset asiakkaat

Työn yhdeksi lähtökohdaksi otettiin kuuden kriittisen asiakkaan sähkön käyttövarmuuden parantaminen. Asiakkaat ovat suuria teollisuuslaitoksia, joissa on sähkön laadun kannalta herkkiä laitteita ja joille odottamaton vika aiheuttaa tavallista pahempaa haittaa.

Kriittisiltä asiakkailta kysyttiin minkälaista vahinkoa erilaiset sähkönjakeluhäiriöt, kuten pikajälleenkytkentä tai jännitekuoppa, aiheuttavat ja kuinka suuria taloudellisia menetyksiä niistä aiheutuu. Saatujen tietojen perusteella asiakkaille tehtiin omat keskeytyskustannusparametrit, jotka syötettiin LuoVa:n keskeytyskustannuslaskennassa käyttämiin KAH-arvoihin. Näin ollen keskeytyksistä aiheutuvat vuosittaiset kustannukset nousivat huomattavasti etenkin jännitekuoppien osalta.

Erään kriittisen asiakkaan ongelmaksi osoittautui Murronkulman lähdöllä tapahtuvien oikosulkuvikojen aiheuttamat jännitekuopat. Jännitekuopat aiheuttivat jopa pahempaa vahinkoa kuin pikajälleenkytkennät. Asiakasta syöttävälle lähdölle oli tehty pidennetty pikajälleenkytkennän jännitteetön aika, jotta laitoksen herkäät prosessilaitteet pystyisivät tekemään hallitun alasajon vian sattuessaa. Jännitekuopan tapahtuessa laitteet eivät kuitenkaan ehdi tehdä alasajoa ja pahimmassa tapauksessa ne ovat menneet rikki. Taloudellisen vahingon lisäksi häiriöt saattavat aiheuttaa eläinten hyvinvoinnille haittaa, joten jo eettisten syiden takia sähkön laadun parantaminen on perusteltua. [30]

Muilla kriittisille asiakkaille syvien jännitekuoppien lisäksi vahinkoa aiheuttivat pikajälleenkytkennät. Kaikille asiakkaille yhteistä olivat lyhyenkin häiriön aiheuttamat useiden minuuttien tai jopa tuntien prosessien tuotantoseisokit sekä osalle pahimmissa tapauksissa laitteiden rikkoutuminen. Vahingon laajuus riippuu pitkälti siitä missä vaiheessa prosessia häiriö tapahtuu. Osalla asiakkaista oli käytössä varavoimalaitteet ja tärkeimpien laitteiden suojana katkeamattomat sähkönsyöttölaitteet eli UPS-laitteet. Niistä huolimatta jännitekuoppa tai pikajälleenkytkentä aiheuttaa aina tuntuja taloudellisia menetyksiä. Lähes jokaisessa tapauksessa pikajälleenkytkentä ja jännitekuoppa aiheuttaa suuremmat euromääräiset tappiot kuin tutkimuksessa [6] määriteltyjen KAH-arvojen mukaiset laskennalliset tappiot. Taulukossa 5.5 on esitetty asiakkaiden kokemien häiriöiden kustannuksia ja ongelmien aiheuttajia.

Taulukko 5.5 Kriittisten asiakkaiden kokemat viat ja niiden kustannukset

	Ongelmat	Kustannukset k€ / vika	Vikoja / a
Asiakas 1	jännitekuopat	50–100 k€	5-10 kpl
Asiakas 2	pjk, jännitekuopat	10 k€	5 kpl
Asiakas 3	pjk, jännitekuopat	10 k€	3 kpl
Asiakas 4	pjk, jännitekuopat	12–36 k€	1 kpl
Asiakas 5	pjk, jännitekuopat	10–100 k€	4 kpl
Asiakas 6	lyhyet katkot	10 k€	1 kpl

Taulukosta huomataan, että yhden häiriön kustannukset voivat nousta jopa 100 000 euroon yhdelle asiakkaalle. Myös lähteessä [31] on tehty samanlaisia tarkasteluja. Lähteen mukaan yli 50 % tarkastelluista julkisen, palvelun ja teollisuuden asiakkaista ei kokenut minkäänlaisia taloudellisia tappioita jännitekuopista tai katkoista, kun taas 1-2 % koki todella suuria tappioita, esimerkiksi 20 000–70 000 euron tappiot yksittäisestä häiriöstä.

Sähkön laadun parantamiseksi suunniteltiin uuden päämuuntajan hankkimista. Päämuuntajalla syötettäisiin kolmea kriittistä asiakasta ja yhdelläkään päämuuntajan syöttämällä lähdöllä ei olisi lainkaan avojohtoa. Näin ollen vikatiheys saataisiin minimoitua, sekä syvät jännitekuopat vähenisivät oleellisesti. Nykyisillä päämuuntajilla ei pystytty kyseistä ratkaisua tekemään, koska päämuuntajien teho ei riitä syöttämään kolmea isoa sähkönkuluttajaa samanaikaisesti. Päämuuntajan kooksi valittiin 25 MVA, jonka kustannukseksi tulee noin 500 000 €. Vuosittainen annuiteettikustannus 40 vuoden pitoajalla on siis 29 000 €. Pienemmän muuntajan valitseminen ei ole mahdollista, koska nykyisellä huippukuormalla pelkästään kolmen kriittisen asiakkaan yhteenlaskettu pätöteho on yli 16 MW. Lisäksi yksi asiakkaista laajentaa tehdastaan, joten sähkön kulutus tulee todennäköisesti nousemaan tehdasta syöttävällä lähdöllä. Vaikka yksittäisen lähdön kuormitus kasvaa, niin verkon kokonaiskulutuksen ei oleteta kasvavan. Lähdöllä on myös muutamia pienempiä jakelumuuntajia syöttämässä tavallisia asiakkaita, jotka lisäävät kokonaiskulutusta. Näiden syiden lisäksi Fingrid on rakentamassa Forsaan varavoimalaitosta, jonka käyttö sähkö otetaan FVP Oy:n verkosta. Laitoksen tehon tarve on noin 1 MW:n luokkaa. Lisäksi vikatilanteissa on hyvä olla mahdollista syöttää koko verkkoa vain kolmella päämuuntajalla.

Toinen merkittävä tapa pikajälleenkytkentöjen ja jännitekuoppien vähentämiseksi on venttiilisuojiin asentaminen pylväsmuuntajien ylijännitesuojiksi. Etenkin lähellä sähköasemaa olevat muuntajat olisi syytä suojata venttiilisuojoilla, jotka eivät aiheuta pikajälleenkytkentää toimiessaan. Näin ollen myös muiden lähtöjen kokemat syvät jännitekuopat vähenevät merkittävästi. Nykyisessä verkossa on paljon muuntajia, joilla ei ole lainkaan ylijännitesuojia.

Taulukossa 5.5.2 on uudelle päämuuntajalle siirretty syötettäväksi kolme lähtöä, joilla kaikilla on yksi kriittinen asiakas. Näin ollen Murrunkulman oikosulkuviat eivät aiheuta kyseisille asiakkaille jännitekuoppia lainkaan. Lisäksi lähdöt ovat maakaapelia

tai päällystettyä avojohtoa, lukuun ottamatta Kalustelelyn pientä avojohto-osaa, jotka omalta osaltaan minimoivat vikojen määrän.

Ylijännitesarakkeessa kaikkien muiden muutosten lisäksi jokaiselle pylväsmuuntajalle on lisätty MO-ylijännitesuojat, jos ei niitä jo ole ollut. Katkaisijat, kytkentämuutokset ja k-erottimet sarakkeessa jännitekuopat kasvavat nykytilanteeseen verrattuna, koska Murronkulman lähdön alkupäähän tulee lisää pituutta kytkentämuutosten takia. Näin ollen oikosulkuvikojen määrä kasvaa, josta seuraa syvien jännitekuoppien lisääntyminen samalla kiskolla oleville lähdöille. Tämän takia Murronkulman kytkentämuutoksia ei kannata tehdä, ennen kuin uusi päämuuntaja on saatu käyttöön.

Taulukko 5.5.2: Kriittisten asiakkaiden kokemien kustannusten sekä asiakaskohtaisten KAH-arvojen mukaan lasketut kustannussäästöt, mukana myös jännitekuopat

	Nykytilanne	Katkaisijat, kytkentämuutokset ja k-erottimet	+ Uusi päämuuntaja ja maakaapeli	+ Ylijännitesuojat
Ensimmäisen vuoden kustannukset				
Pysyvät viat	225,4	210,0	208,6	204,8
Jälleenkytkennät	56,6	53,4	50,2	48,2
KJ-häviöt	41,0	38,9	38,8	38,8
Jännitekuopat	155,1	172,2	76,6	67,6
Annuiteetti	0	6,9	40,7	44,7
Yhteensä	478,1	481,4	414,9	404,1
Säästöä	0	-3,3	63,2	74
20 vuoden tarkastelujakso				
Yhteensä	5957	5995	5309	5175
Säästöä	0	-38	648	782

Päämuuntajan vaihdossa tapahtuvien häviöiden muutoksia ei ole otettu huomioon laskuissa. Tarkemmat häviötarkastelut tehdään luvussa 6. Taulukkoon 5.5.3 on kerätty keskeytysten tunnusluvut kaikkien edellä esitettyjen investointien jälkeen.

Taulukko 5.5.3: Ylijännitesuojien ja päämuuntajainvestoinnin jälkeiset keskeytystunusluvut.

SAIFI	SAIDI	CAIDI	MAIFI
0,81	24,01	29,75	1,39

Asiakkaan kokemien pysyvien vikojen keskimääräinen lukumäärä on laskenut 10 % alkutilanteesta, keskeytysten keskimääräinen aika 19 % ja lyhyiden keskeytysten keskimääräinen lukumäärä 22 % vuodessa. Lisäksi kriittisten asiakkaiden kokemien syvien jännitekuoppien lukumäärä on vähentynyt oleellisesti. Esimerkiksi Vieremän lähdön

kokemat alle 80 % jännitekuopat tippuvat noin viidesosaan alkuperäisestä jännitekuoppamäärästä.

Muutaman kriittisten asiakkaan sähkön laatua alettiin mitata laatuvahtimittareilla. Laatuvahtilla voidaan mitata useita eri suureita, kuten esimerkiksi jännitetasoa, välkyntää, pätötehoa, ja säröä. Etenkin jännitekuopista saatava tieto on tärkeää, jotta saataisiin tieto, kuinka syvät kuopat aiheuttavat ongelmia.

Häiriöiden sattuessa tulisi tarkastella laatuvahtin mittausdataa, jotta saataisiin selville minkälainen häiriö on ollut kyseessä ja mitä toimenpiteitä voitaisiin tehdä häiriöiden estämiseksi. Myös asiakkaat itse hyötyvät mittauksesta oman laitekannan muutosten arvioinnissa.

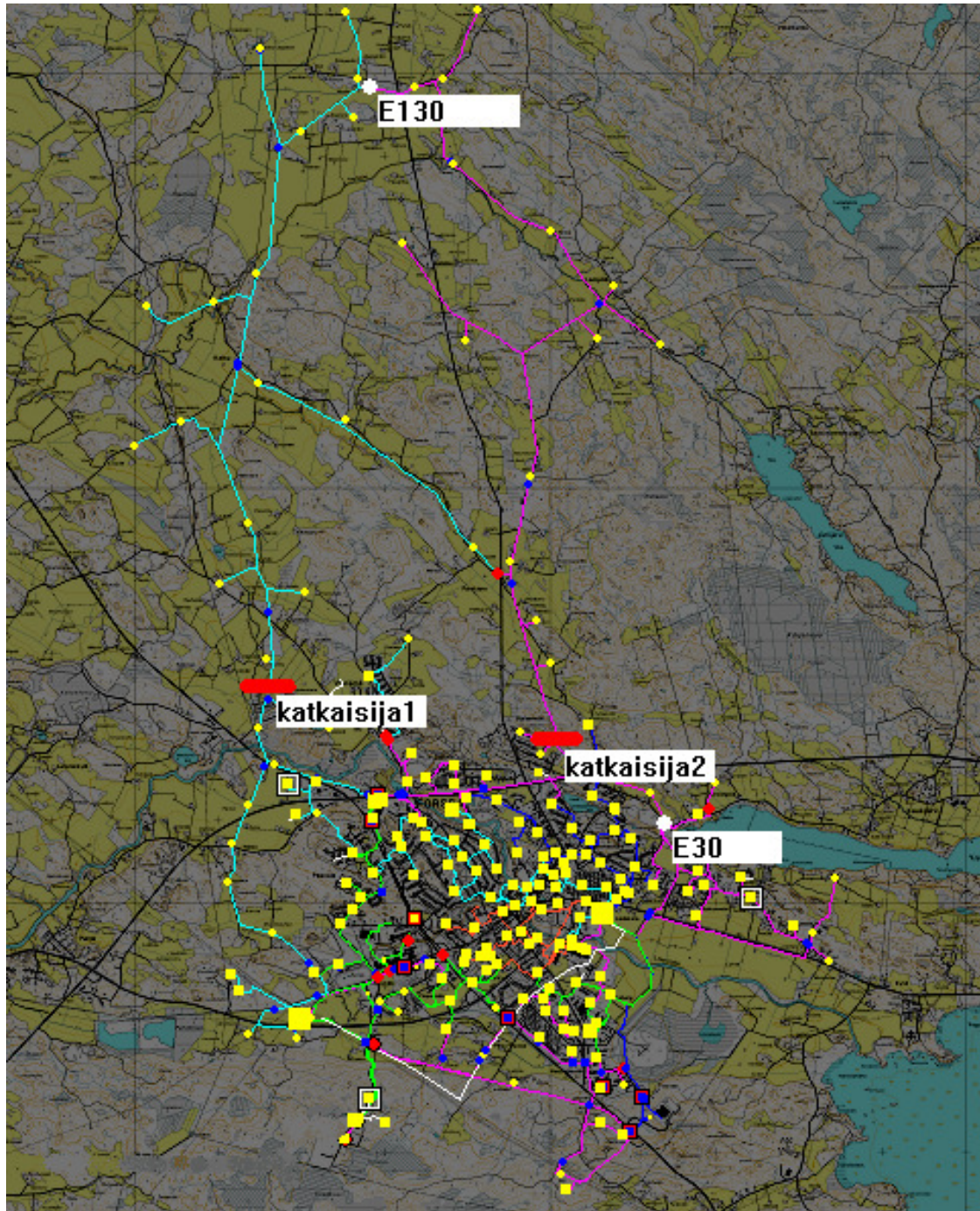
Taulukkoon 5.6 on kirjattu yhteenvedona investointien hyödyt eri KAH-arvoilla. Myös 20 vuoden tarkastelu on otettu mukaan. 20 vuoden tarkastelussa on käytetty nykyarvomenetelmää eli tarkastelujakson aikana syntyvät vuosikustannukset on diskontattu nykyhetkeen. Investointien nykyarvo on yhdistetty suoraan tulokseen, vaikka niiden pitoaika onkin pidempi useimmissa tapauksissa.

Taulukko 5.6: Yhteenvedo investointien hyödyistä eri KAH-arvoilla

Laskuissa mukana pysyvät viat + jälleenkytkennät + keskijännitehäviöt + investoinnit

	Isot asiakkaat + Asiakaskohtaiset KAH-arvot (kuopat mukana) / k€		Asiakaskohtaiset KAH-arvot /k€		EMV:n KAH-arvot / k€	
	1 vuosi	20 vuotta	1 vuosi	20 vuotta	1 vuosi	20 vuotta
Ennen	478	5957	307	3821	216	2688
Jälkeen	404	5175	293	3646	200	2486
Säästö	74	782	14	175	16	202
Mukana investoinneissa	Päämuuntaja, ylijännitesuojat, katkaisijat, kytkentämuutokset, kauko-ohjattavat erottimet, Kalus-televisyn maakaapeli		Katkaisijat, kytkentämuutokset, kauko-ohjattavat erottimet		Katkaisijat, kytkentämuutokset, kauko-ohjattavat erottimet	

Kuvassa 5.2 on esitetty edellä esitettyjen muutosten paikat verkkokartalla. Maastokatkaisijoiden paikat on merkitty punaisella paksulla viivalla ja kauko-ohjattujen erottimien paikat valkoisella pallolla sekä tekstillä E130 ja E30. Kuvasta nähdään myös Murronkulman ja Järvenpään lähtöjen uusi jakoraja sekä Murronkulman lähdölle tehdyt kytkentämuutokset.



Kuva 5.2: Kannattavat muutokset FVP Oy:n keskijänniteverkkoon

Kuvassa nähtävien muutosten lisäksi muita työssä ehdotettuja muutoksia käyttövarmuuden parantamiseksi ovat uusi 25 MVA:n päämuuntaja Pilvenmäen 10 MVA:n päämuuntajan tilalle syöttämään Vieremän, Kalustelevyn ja Ahlström Isoverin johtolähtöjä sekä Kalustelevyn avojohdon korvaaminen maakaapelilla. Lisäksi venttiilisuojiin liittäminen pylväsmuuntajille vähentää ukkosien aiheuttamien vikojen määrää.

5.5. Toimitusvarmuuskriteeristön toteutuminen FVP Oy:n verkossa

”Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot” –tutkimuksen [4] mukaiset jakeluverkon keskeytysten tavoitetasot perustuvat aluejaotteluun. Jokainen asiakas on jaettu yhteen kolmesta eri alueesta, joilla on omat lyhyiden ja pitkien keskeytysten tavoitetasot. Alueiden määritelmät ja tavoitetasot on esitetty tarkemmin luvussa 2.1.

FVP Oy:n verkon asiakkaat on joko taajama- tai maaseutuasiakkaita. Asiakkaat jaettiin muuntopiiritasolla taajama- ja maaseutuasiakkaiksi CLC2006 kartta-aineiston perusteella. Murronkulman lähtö on ainoa kokonaan maaseutulähtö, muiden ollessa ainakin osittain taajamälähtöjä. FVP Oy:n verkon maankäyttökartta on esitetty liitteessä 4 [32]. LuoVa-sovelluksen avulla saadaan muuntopiirien keskimääräiset keskeytysajat, joita voidaan verrata kriteeristön tavoitetasoihin.

LuoVa:n tulostauksesta otettiin tarkasteluun joka lähdöltä muuntopiiri, jolla oli pisin keskimääräinen vuosittainen keskeytysaika. Taulukossa 5.7 on esitetty pisimmän keskimääräisen keskeytysajan omaavan muuntopiirin keskeytysaika eri lähdöiltä. Taulukossa on myös vuosien 2006–2009 vikatilastojen mukaiset pisimmät muuntopiirien kokemat keskeytysajat, jotta nähdään onko tavoitetasot ylittyneet edellisinä vuosina. Lähdöt, joilla on ollut hyvin vähän vikoja, on jätetty pois taulukosta.

Taulukko 5.7: Muuntopiirien laskennallinen keskimääräinen keskeytysaika vuodessa sekä pisimmät koetut vikakeskeytykset

Lähtö	Keskimääräinen vikojen keskeytysaika min / a	Pisin vikakeskeytys vuosilta 2006–2009 / min
Vieremä	25 minuuttia / vuosi	30 minuuttia
Murronkulma	129 minuuttia / vuosi	160 minuuttia
Kalustelevy	21 minuuttia / vuosi	60 minuuttia
Petko	37 minuuttia / vuosi	30 minuuttia
Järvenpää	63 minuuttia / vuosi	260 minuuttia
Mäkikatu	36 minuuttia / vuosi	90 minuuttia

Taulukon mukaan Järvenpään lähdöllä on tapahtunut pisin muuntopiirin kokema vikakeskeytys. Muuntajan syöttämät asiakkaat ovat kuitenkin CLC2006 maankäyttökartan mukaan maaseutuasiakkaita, joten kuuden tunnin keskeytysaika ei ylittynyt. Toiseksi pisin keskeytys tapahtui Murronkulman lähdöllä, jonka katko kesti 2,6 tuntia. Lähdöllä tapahtui samana vuonna myös kaksi muuta vikakeskeytystä, joiden yhteenlaskettu aika oli 0,75 tuntia. Murronkulman asiakkaat kuuluvat maaseutualueeseen, joten tässäkään tapauksessa tavoiteaika ei ylittynyt.

LuoVa:n laskemien keskimääräisten keskeytysaikojen perusteella tavoitetasot eivät keskimäärin ylity. Keskeytysten määrä ja aika ovat kuitenkin todennäköisyyteen perustuvia tapahtumia, joten on mahdollisuus, että samana vuonna tapahtuu useita pahoja vikoja, jolloin tavoitteiden mukaiset keskeytysajat ylittyvät.

Lyhyiden keskeytysten tavoitetasoja ei ole ylittyneet vuosien 2006–2009 vikatilastojen mukaan. Lähtöjen jälleenkytkennät ovat pysyneet reilusti alle 10 kappaleen vuodessa, joka on taajama-alueen tavoitetaso. Eniten yhdellä lähdöllä tapahtuneita jälleenkytkentöjä oli 8 kappaletta Murronkulman lähdöllä vuonna 2008.

Huomioon on otettava se, että tässä tarkastelussa on tutkittu vain keskijänniteverkon keskeytyksistä aiheutuneiden keskeytysten aikoja. Tutkimuksen mukaan myös pienjänniteverkon keskeytykset tulisi huomioida.

6. ENERGIATEHOKKUUDEN PARANTAMINEN FORSSAN VERKKOPALVELUT OY:N VERKOSSA

Forssan Verkkopalvelut Oy liittyi vuonna 2008 energiatehokkuussopimukseen, jonka mukaisesti laaditaan energiankäytön tehostamisen tavoitteet ja aikataulu tavoitteiden saavuttamiseksi. Tärkeää tavoitteiden saavuttamiseksi on, että tiedetään oma energiankäyttö ja seurataan siinä tapahtuvia muutoksia. [33]

FVP Oy:n sähkötaseesta laskettu häviösähkön määrä on vaihdellut vuosittain 3,1 – 3,4 % välillä. Valtakunnallinen keskiarvo on ollut vuonna 2008 2,96 % [34], joten häviöt ovat hieman keskiarvoa suuremmat. Taulukossa 6.1 on esitetty vuosien 2005–2009 häviöt ja verkossa siirretty kokonaisenergia.

Taulukko 6.1 Häviöenergia vuosittain

vuosi	Kokonaisenergia GWh	Häviöenergia GWh	Prosentuaalinen osuus kokonaisenergiasta
2009	225,0	7,1	3,16 %
2008	244,2	7,9	3,24 %
2007	250,0	8,3	3,32 %
2006	255,3	8,6	3,37 %
2005	241,5	8,1	3,35 %
keskiarvo	243,2	8,0	3,29 %

Kokonaisenergia on saatu summaamalla voimalaitoksien tuottama nettoenergia ja toisilta verkonhaltijoilta siirretty energia yhteen. Häviöt on saatu kokonaisenergian ja lopputähtäjille luovutetun energian erotuksena. Häviöprosentti on laskenut vuosittain, mikä johtunee pääasiassa kulutuksen pienenemisestä ja uusien pienempi häviöisten komponenttien, kuten kaukoluettavien mittareiden, asentamisesta.

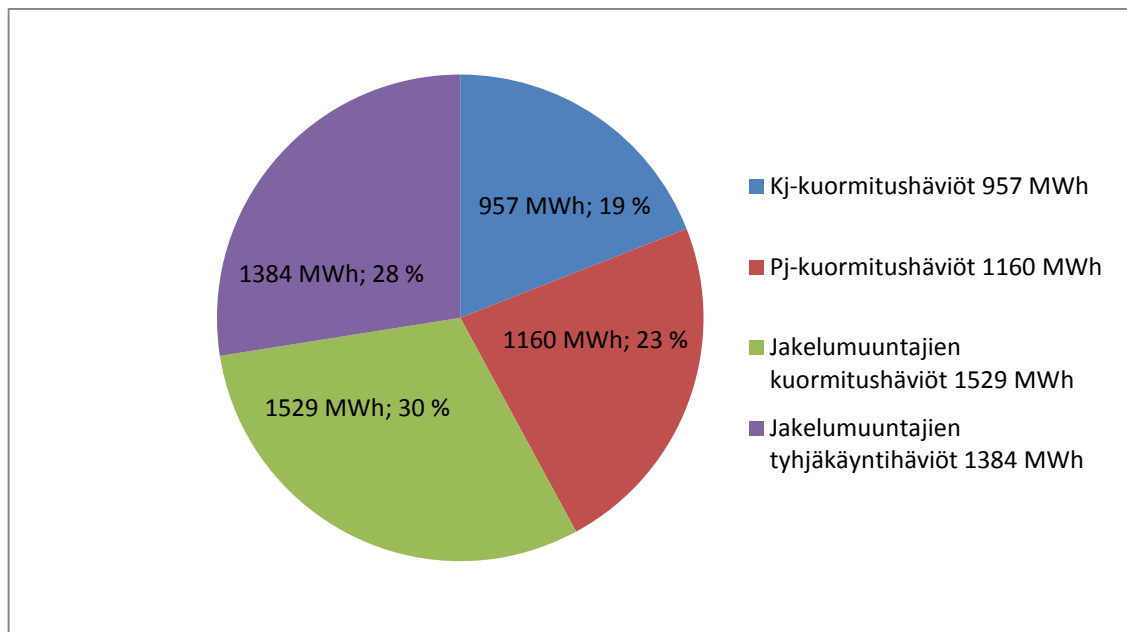
6.1. Häviöiden lähteet FVP Oy:n verkossa

Jakeluverkossa syntyneiden häviöiden määrä saadaan selville vuosittain energiataseesta, mutta sen avulla ei saada minkäänlaista tietoa siitä, miten häviöt ovat syntyneet. Häviöiden ajallisesta vaihtelusta ei ole tietoa, eikä myöskään siitä kuinka suuri osa on tyhjäkäyntihäviöitä ja kuinka suuri osa kuormitushäviöitä. Verkostolaskennan avulla saadaan selville sähköverkon eri komponenteissa syntyvä häviöenergian määrä vuositasona. Tulos jää kuitenkin pienemmäksi kuin taseesta laskettu arvo, koska taseeseen on las-

kettu myös kaikki muutkin häviölähteet kuten esimerkiksi energiamittareiden aiheuttamat käyttöhäviöt ja päämuuntajissa syntyneet häviöt. Seuraavaksi määritellään FVP Oy:n verkossa olevat häviölähteet ja niiden vuosittainen häviöenergia.

6.1.1. Johdot ja jakelumuuntajat

Verkkotietojärjestelmän tehonjaonlaskennan mukaiset kuormitushäviöt ovat keskijännitejohdoissa 957 MWh, pienjännitejohdoissa 1160 MWh ja jakelumuuntajissa 1529 MWh. Tyhjäkäyntihäviöitä syntyy jakelumuuntajissa 1384 MWh vuodessa. Yhteensä johdoissa ja jakelumuuntajissa häviöitä syntyy siis noin 5030 MWh. Kuvassa 6.1 on esitetty verkostolaskennan mukaiset vuosittaiset häviöt nykyisellä verkolla.



Kuva 6.1: Verkkotietojärjestelmällä lasketut häviöenergiat

Verkkotietojärjestelmällä lasketut häviöt eivät perustu todelliseen komponentin kuormitukseen, vaan asiakaskohtaiseen kuormituskäyrään, joka on vain arvio kulutuksen ajallisesta vaihtelusta. Vuodessa siirretyn energian määrä on kuitenkin oikea, koska se perustuu laskutukseen ja täten mitattuun tietoon. Vaikka yksittäisen komponentin kuormituksen ajallinen vaihtelu voikin erota kuormituskäyrästä huomattavasti, niin mitä enemmän komponentteja on, sitä tarkempaan tulokseen päästään virheiden kumotessa toisiaan.

6.1.2. Päämuuntajat

FVP Oy:n verkossa on käytössä neljä päämuuntajaa, joiden tyhjäkäyntihäviöt saadaan suoraan niiden kilpiarvoista. Yhteenlaskettu tyhjäkäyntiteho on 60,6 kW, joten vuodessa häviöitä syntyy päämuuntajien tyhjäkäynnissä noin $0,0606 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h} = 530 \text{ MWh}$. Kuormitushäviöiden laskeminen ei ole niin suoraviivaista, vaan täytyisi tietää päämuuntajien läpi kulkevan tehon ajallinen vaihtelu. Kilpiarvoista saadaan nimellinen

kuormitushäviöteho, joka tarkoittaa sitä tehoa, mikä syntyy, kun muuntajaa kuormite-
taan nimellisteholla. Hetkellinen kuormitushäviöteho saadaan laskettua yhtälöllä

$$P_k = \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 P_{kN}. \quad (6.1)$$

Mittausten avulla saadaan sähköasemakohtaiset tuntitehot. Se, miten tehot jakautuvat päämuuntajien kesken sähköasemilla ei ole tiedossa, koska päämuuntajakohtaista mittausta ei ole käytössä. Tämän työn puitteissa päämuuntajien tehon oletetaan jakautuvan kuormitusten suhteiden mukaisesti koko tarkastelujakson aikana. Verkkotietojärjestelmällä on laskettu lähtöjen huipputehot ja huipunkäyttöajat, joiden avulla on laskettu keskimääräinen tehontarve joka lähdölle. Seuraavaksi lähdöt on jaettu päämuuntajittain ja yhden päämuuntajan tehoa on verrattu koko sähköaseman tehoon. Näin on saatu kaikkien päämuuntajien tehojen suhde. Linikkalan sähköaseman 16 MVA:n päämuuntajan suhde on 0,33 ja 25 MVA:n 0,67. Pilvenmäellä teho on jakautunut lähes tasan eli molempien päämuuntajien suhde on 0,5, muuntajien nimellistehojen ollessa 10 ja 25 MVA. Muuntajien kuormitussuhteen tulisi olla lähellä nimellistehojen suhdetta, jotta kuormitushäviöt saataisiin optimoitua. Nykyisellä jaolla pienemmässä muuntajassa syntyy huomattavasti enemmän kuormitushäviöitä kuin isommassa.

Syöttämällä yhtälöön 6.1 vuoden jokaisen tunnin sähköasemakohtainen näennäisteho ja laskemalla jokaiselle päämuuntajalle kuormitushäviöt tehojen suhteiden avulla, saadaan kaikkien yhteiseksi kuormitushäviöksi 308 MWh:ta.

Päämuuntajien tyhjäkäyntihäviöiden osuus kokonaishäviöistä on noin 63 %. Päämuuntajien keskimääräinen kuormitusaste on siis melko alhainen, mikä on hyvä asia verkon käytettävyyden kannalta. Vikatilanteissa varasyöttöön on riittävät edellytykset päämuuntajien osalta yksittäisten häiriöiden tapauksissa. Pilvenmäen sähköaseman 10 MVA muuntaja on huippukuormilla lähellä nimellistehoaan, joten varasyötöt tulisi tehdä isommalla muuntajalla tai Linikkalan sähköasemalta, jos se on kytkentöjen avulla mahdollista tehdä ja johtojen kuormitettavuus sen sallii.

6.1.3. Energiamittarit

Forssassa on otettu käyttöön kaukoluettavat mittarit lähestulkoon kaikissa kulutus-
teissa. Induktiivisia mittareita on jäljellä enää muutamia satoja. Asiakkaita on nykyisessä verkossa 10300 kappaletta, joista noin 9500 on kaukoluennan piirissä. Koska tarkoitus on vaihtaa myös lopuille asiakkaille uudet mittarit lähiaikoina, niin häviölaskennassa käytetään kaikille mittareille uusien mittareiden häviötehon arvoja. Nykyisestä arvosta ei poiketa merkittävästi induktiomittareiden vähäisen lukumäärän takia. Tauluk-
koon 6.2 on kirjattu 1-vaiheisten ja 3-vaiheisten mittareiden kulutus sekä aikatariffire-
leen lisäkulutus.

Taulukko 6.2: Mittareiden tehonkulutus

Mittari	1-vaihe	3-vaihe	Tariffirele
Kulutus	0,2 W	1,5 W	0,5 W
Määrä	4613 kpl	5678 kpl	1864 kpl
Yhteensä	8,1 MWh	74,6 MWh	8,2 MWh

Kaikkien mittareiden yhteenlasketuksi kulutukseksi saadaan 91 MWh vuodessa. Induktioimittareiden tehontarve on huomattavasti suurempi. Jos kaikki Forssan mittarit olisivat induktioimittareita, niin vuotuinen kulutus olisi noin 260 MWh. Mittareiden vaihto on siis tuonut noin 170 MWh:n vuosittaisen energiansäästön.

6.1.4. Sulakkeet

Pienjänniteverkon sulakkeissa tapahtuu kuormitushäviöitä. Sulakkeissa syntyneiden häviöiden määrää FVP Oy:n verkossa voidaan arvioida sulakekoon ja – määrien avulla. Erikokoisille sulakkeille on otettu häviöteho nimelliskuormitusvirralla ABB:n kahvasulakkeet – esitteestä, jossa on esitelty erikokoisten sulakkeiden teknisiä tietoja. [35].

Lähteen [23] mukaan pienjänniteverkon tyypillinen häviöiden huipunkäyttöaika on 1000 tuntia, joten tässä työssä on käytetty samaa arvoa. Sulakkeiden nimellishäviöteho on siis kerrottu luvulla 1000. Laskennan tulokseksi saadaan 144 MWh vuodessa. Saatu tulos on karkea arvio, koska tuntikohtaista kuormitustietoa ei sulakkeiden läpi kulkevasta tehosta ole saatavilla.

6.1.5. Sähköasemien omakäyttömuuntajat

Sähköasemilla on käytössä omakäyttömuuntajat, joiden avulla syötetään sähköasemilla olevia laitteita. Omakäyttömuuntajien kulutus voidaan laskea häviöiksi, koska se näkyy energiataseessakin häviönä. FVP Oy ei mittaa omakäyttömuuntajien kulutusta normaalisti.

Sähköasemia on kaksi, ja siten myös omakäyttömuuntajia on kaksi. Nimellistehoaltaan ne ovat 50 kVA ja 315 kVA. Kulutustietojen saamiseksi tehtiin molempien muuntajien kohdalta virtamittaukset, joiden avulla arvioitiin koko vuonna tarvittua energianmäärää. Mittaukset tehtiin jokaiselta vaiheelta erikseen ilman valaistus- ja lämmityskuormaa sekä niiden kanssa. Mitattujen vaihevirtojen keskiarvojen avulla laskettiin tehot eri vaiheille ja summattiin yhteen. Pilvenmäen muuntajan tehoksi saatiin edellä mainitulla laskentatavalla 11,5 kW ja Linikkalan muuntajan tehoksi 4,4 kW. Oletuksella, että teho pysyy lähes samana koko vuoden, saadaan kokonaisenergiaksi 138 MWh.

6.1.6. 110 kV:n johto

110 kV:n johto kulkee Pilvenmäen sähköasemalta Linikkalan sähköasemalle. Pituutta johdolla on 5,64 kilometriä. Johdolla siirretään siis kahden päämuuntajan syöttämä teho,

joka on noin puolet verkossa siirretystä tehosta. Johdon hetkellinen häviöteho saadaan laskettua, kun tiedetään johdon resistanssi ja johdolla kulkeva virta. Johdolla syntyvä häviöteho voidaan laskea yhtälöllä

$$P_h(t) = 3RI^2(t), \quad (6.2)$$

missä P_h on häviöteho, R resistanssi ja I kuormitusvirta. Vuotuinen häviöenergia saadaan, kun ajasta riippuva häviöteho integroidaan yhden vuoden yli. Käytännössä se tapahtuu siten, että tuntimitattu häviöteho summataan jokaiselta vuoden tunnilta jolloin saadaan häviöenergia suoraan wattitunteina. Jos tuntimittausta ei ole saatavilla, niin häviöenergiaa voidaan arvioida huippuhäviöteholla ja huipunkäyttöajalla. Forssan 110 kV:n johdolla kulkevaa tehoa mitataan, joten häviöteho voidaan laskea jokaiselle tunnille erikseen. Johtona käytetään ”Ostrich” Al 177:ää, jonka resistanssi on 0,19 Ω /km. Tarkastelujakson eli 1.7.2009–30.6.2010 kaikkien tuntien yhteiseksi häviöenergiaksi saadaan 154 MWh.

6.1.7. Verkkokäskylaitteet

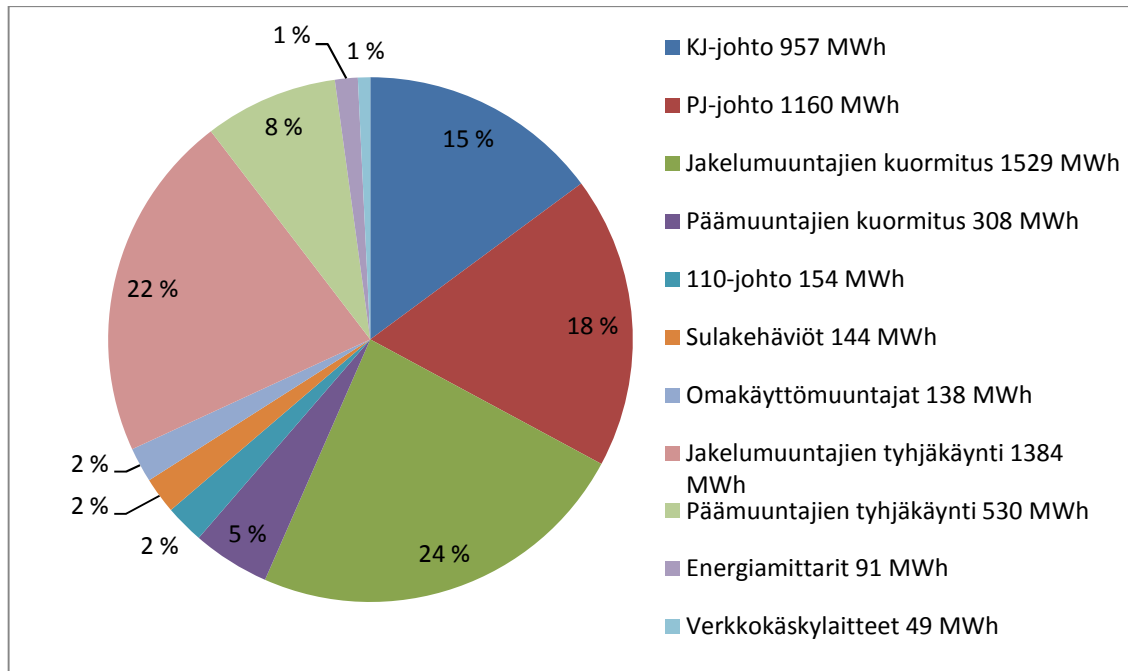
Verkkokäskylaitteilla tarkoitetaan laitteita, jotka ohjaavat vuorokauden mittaan vaihtuvia kulutuksia, kuten varaavaa lämmitystä ja kuormitusten aikatariffiohjausta. Yhden laitteen tehonkulutus on tuotetietojen mukaan 2-4 wattia. Häviöiden määrittämiseen käytetään keskiarvoa eli 3 wattia. Laitteita on noin 1850 kappaletta, joten vuotuisesti häviöenergiaksi saadaan

$$3 \text{ W} * 1850 \text{ kpl} * 8760 \text{ h} = 49 \text{ MWh}. \quad (6.3)$$

Verkkokäskylaitteiden energiahäviö ei ole kuormituksesta riippuvaa, joten häviöt ovat tyhjäkäyntihäviöitä. Täten laitteiden summateho voidaan kertoa suoraan vuoden kaikilla tunteilla, kuten yhtälöstä 6.3 nähdään.

6.1.8. Verkon kokonaishäviöt

Yhteensä kaikista edellä lasketuista häviöistä saadaan 6444 MWh. Energiataseen perusteella saatu tulos oli 7300 MWh 1.7.2009–30.6.2010, joten laskelmat jäävät vajaaksi. Häviöitä aiheuttavat laskettujen tulosten lisäksi ainakin johdoissa olevat liittimet ja jatkot sekä luvattomat ja mittaamattomat kulutukset. Virhettä aiheuttaa myös se, että tyhjäkäyntihäviöiden laskennassa ei otettu huomioon jännitetason vaihtelua, vaan laskut laskettiin suoraan kilpiarvoilla sekä muut yksinkertaistukset ja arviot. Kuvassa 6.2 on kaikkien häviölähteiden osuudet esitettyinä ympyräkaaviona.



Kuva 6.2: Häviöiden lähteet

Tyhjäkäyntihäviöihin voidaan laskea muuntajien tyhjäkäyntihäviöiden lisäksi energiamittareiden ja verkkokäskylaitteiden omakäyttöenergiat. Yhteensä tyhjäkäyntihäviöiksi saadaan 2054 MWh, joka on noin 31,9 % koko häviöenergiasta. Kuormitushäviöiksi jää siten 4390 MWh eli 68,1 %. Lähteen [36] mukaan tyypillisen jakeluverkon tyhjäkäyntihäviöt ovat 25–40 %, joten tulokset ovat sen osalta realistiset. Saman ajanjakson verkossa siirretty energia on ollut 222,4 GWh, joten kokonaishäviöprosentiksi saadaan 2,90 %.

6.2. Häviölaskentamallin soveltaminen FVP Oy:n verkolle

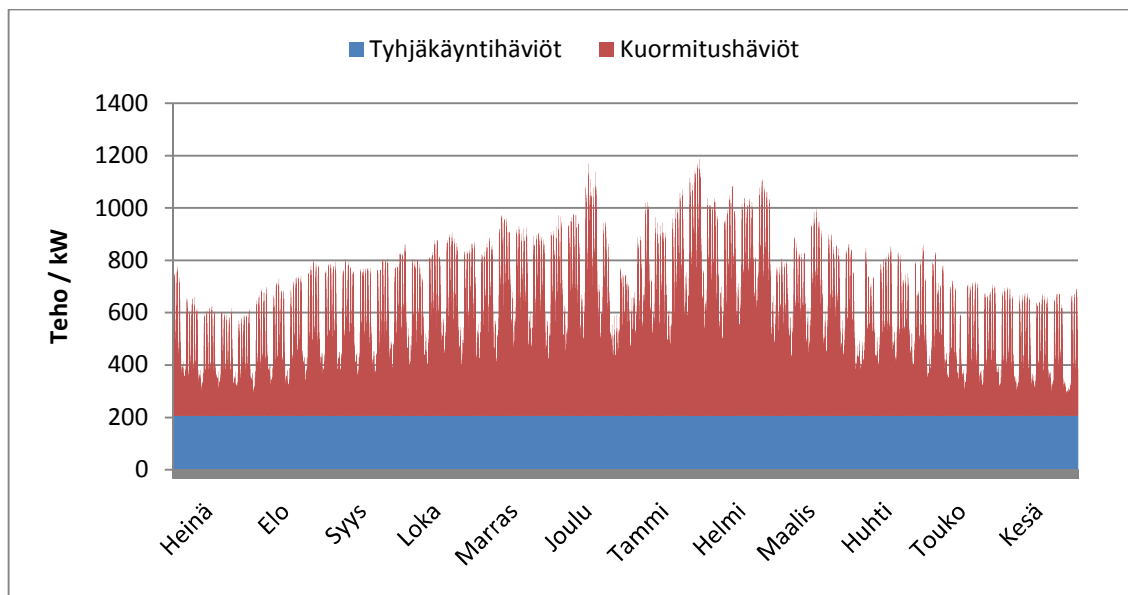
Seuraavaksi tarkastellaan luvussa 3 esitetyn Kinnusen tekemän häviölaskentamallin toimivuutta FVP Oy:n verkolle. Tarkastelussa käytetään ajalta 1.7.2009–30.6.2010 tunnikohtaisia tehoarvoja. Huomioon täytyy ottaa se, että häviölaskentamalli ottaa huomioon vain johdoista ja muuntajista syntyvät häviöt. Muut häviölähteet täytyy lisätä erikseen. Tyhjäkäyntihäviöiden tapauksessa häviöt voidaan summata suoraan saatuun häviökäyrään ja kuormitushäviöiden tapauksessa joudutaan arvioimaan kuormituksen ajallista vaihtelua ja summaamaan uusi käyrä häviölaskentamallilla saatuun käyrään.

Taulukkoon 6.3 on kerätty kaikki häviölaskentamalliin tarvittavat kertoimet. k_{pm} saadaan suoraan taulukosta 3.1 kuten myös kerroin γ . Koska E/I_{kj} eli vuoden aikana siirretyn energian ja keskijänniteverkon pituuden suhteeksi saadaan 1,22 vuoden 2009 tiedoilla, niin k_{kj} :n ja k_{pj} :n arvoiksi valitaan taulukossa 3.1 kyseisen suhteen osoittama arvo. Jakelumuuntajien nimellistehon keskiarvo on 412 kVA:ta, joten taulukosta 3.1 valitaan $S_n > 400$ kVA:ta vastaava arvo. β -kerroin on laskettu suoraan yhtälöllä 3.8 ja α -kerroin on saatu pienjänniteverkon kautta kulutukseen siirtyneen energian suhteena verkon kokonaisenergiaan. A ja B kertoimet on laskettu yhtälöillä 3.6 ja 3.7.

Taulukko 6.3 Häviölaskentamallin kertoimet FVP Oy:n verkolle

k_{pm}	1,422
k_{kj}	$5,725 \cdot 10^{-7}$
k_{jm}	1,529
k_{pj}	$8,56 \cdot 10^{-7}$
γ	1,376
α	0,6
α_0	0,8
β	0,278046
A	$6,29 \cdot 10^{-8}$
B	$1,29 \cdot 10^{-7}$
Jakelu- muuntajien P0	147 kW
Päämuun- tajien P0	60,6 kW

Sijoittamalla kertoimet yhtälöön 3.9 ja laskemalla vuoden 2009 jokaiselle mitatulle tunteholle häviöteho, saadaan kuvan 6.3 mukainen häviökäyrä. Tyhjäkäyntihäviötehoksi saadaan 207,6 kW ja vuoden koko tyhjäkäyntienergiaksi 1819 MWh. Kuormitushäviöksi saadaan yhteensä 3106 MWh.

**Kuva 6.3:** Häviölaskentamallin häviökäyrä ajalta 1.7.2009–30.6.2010

Saatu tulos jää vajaaksi verkkotietojärjestelmällä lasketun verkon primäärikomponenttien häviöenergiaan verrattuna. Muuntajien ja johtojen häviöt, pois lukien 110 kV:n johto, olivat verkkotietojärjestelmällä laskettuna 5868 MWh, kun taas häviölaskentamalli antaa tulokseksi 4925 MWh. Tulosten vertailua vääristää se, että verkkotietojär-

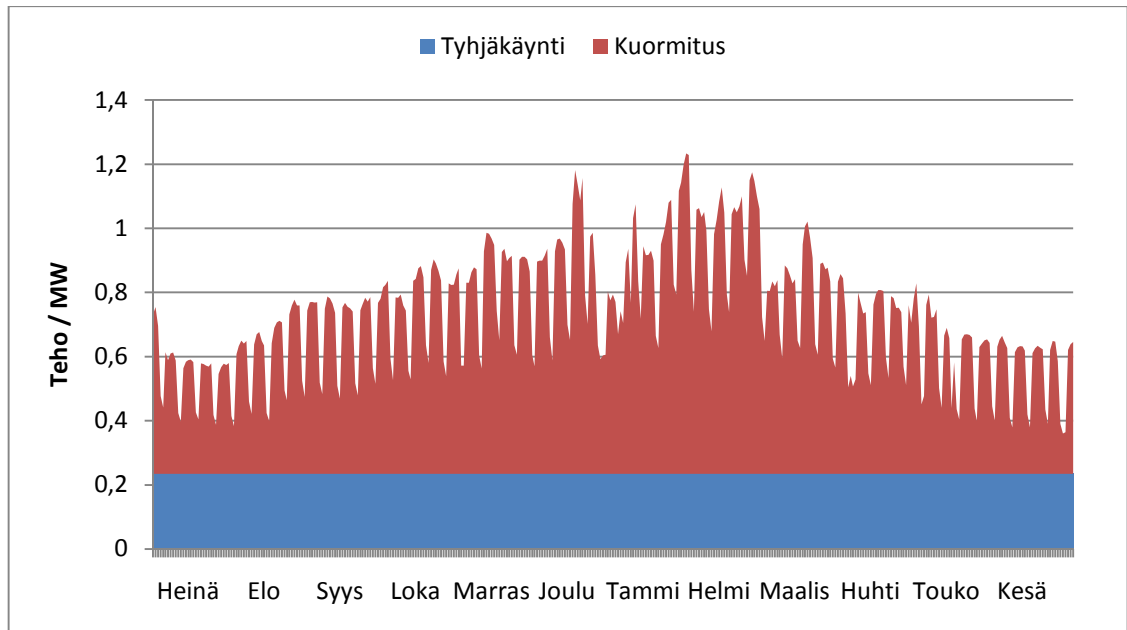
jestelmän tuloksessa on mukana kesällä 2010 lisätyt muuntajat ja pienjänniteverkko. Kun uudet komponentit poistetaan, niin tulos jää silti noin 11 % vajaaksi. Kinnusen mukaan häviömalli antaa noin 10 % tarkkuuden. Kokonaisenergia jää vajaaksi, mutta myös komponenttitasolla on ongelmia. Esimerkiksi mallin mukaiset jakelumuuntajien kuormitushäviöt ovat 431 MWh, kun taas verkkotietojärjestelmällä lasketut häviöt ovat 1529 MWh. Ero on siis 3,5-kertainen. Jos häviökäyrää halutaan parantaa, niin sitä tulisi korjata verkkotietojärjestelmällä lasketun häviöenergian kaltaiseksi. Tämän lisäksi todellisen häviökäyrän piirtämiseksi täytyy summata muutkin kuin verkon johdoissa ja muuntajissa tapahtuneet häviöt mallin mukaiseen käyrään. Häviölaskentamallin avulla mallinnetut häviöt FVP Oy:n verkolle eivät ole riittävän tarkat. Mallin tarkoitus olikin määritellä primäärikomponenttien häviöt mahdollisimman vähillä alkutiedoilla. Seuraavassa luvussa tutkitaan mahdollisuutta parantaa häviölaskentamallin tarkkuutta.

6.3. Häviökuormituskäyrän mallinnus FVP Oy:n verkolle

Kinnusen tekemä häviölaskentamalli ei antanut toivottavaa tarkkuutta häviökäyrän mallintamiseen, joten seuraavaksi tutkitaan mahdollisuutta mallintaa häviökuormituskäyrä luvussa 6.1 määriteltyjen häviöiden perusteella. Kinnusen häviölaskentamallia hyödynnetään, mutta kertoimia muutetaan FVP Oy:n verkolle siten, että kokonaishäviöt ja häviöiden jakauma eri komponenttien kesken vastaisivat paremmin todellisia häviöitä.

Tyhjäkäyntihäviöt olivat luvun 6.1 mukaan 2055 MWh vuodessa, joten tyhjäkäyntitehoksi saadaan 234,6 kW. Tyhjäkäyntihäviöt tiedetään tarkasti muuntajien kilpiarvoista sekä energiamittareiden ja verkonkäskylaitteiden tuotetiedoista. Tyhjäkäyntiteho voidaan siis summata suoraan jokaisen tunnin häviötehoksi riippumatta kuormituksen tasosta. Kuormitushäviöiden tapauksessa eri komponenteille on eri laskentatavat.

Kuormitushäviöistä 110 kV:n johdon häviöt perustuvat mitattuun tietoon. Johdon häviöt lasketaan resistanssin ja Linikkalan sähköasemalle syötetyn tehon perusteella tunneittain. Jakelumuuntajista sekä keski- ja pienjännitejohdoista ei ole mahdollista tehdä tuntikohtaista tehonjakoa, joten kuormitusten mallinnus perustuu verkkotietojärjestelmän laskentaan ja tyyppikuormituskäyriin, jotka eivät välttämättä ole tarkkoja, joten arvioissa on virhettä mukana. Häviöt lasketaan kuten Kinnusen häviölaskentamallissa eli verkkoon tulevaa tehon neliötä kerrotaan kertoimella. Päämuuntajien kuormitushäviöille käytetään samaa menetelmää muuten, mutta tehona käytetään sähköasemakohtaista tehoa, koska sähköasemille tulevaa tehoa mitataan, mutta ei sitä, miten teho jakautuu päämuuntajien kesken. Sulakehäviöt ovat tämän työn osalta epätarkimmat, koska tulosten laskenta ei perustu mittauksiin vaan karkeisiin arvioihin. Sulakkeille arvioidaan kerroin siten, että luvussa 6.1 lasketut häviöt täsmäävät. Kuvassa 6.4 on esitetty laskettu häviökäyrä päivittäisen keskitehon mukaan.



Kuva 6.4: Häviökäyrä ajalta 1.7.2009–30.6.2010

Yhden päivän suurin häviöteho on ollut 1,23 MW tammikuun 28. päivänä. Koko vuoden häviöiden keskiteho on ollut 0,74 MW. Käytetyt kertoimet tai laskentatavat eri häviölähteille on esitetty taulukossa 6.4. Tehon yksikkönä käytetään MW jolloin myös häviötehon yksikkö on MW ja häviöenergian MWh.

Taulukko 6.4: Häviökäyrän laskennassa käytetyt kertoimet ja laskentatavat

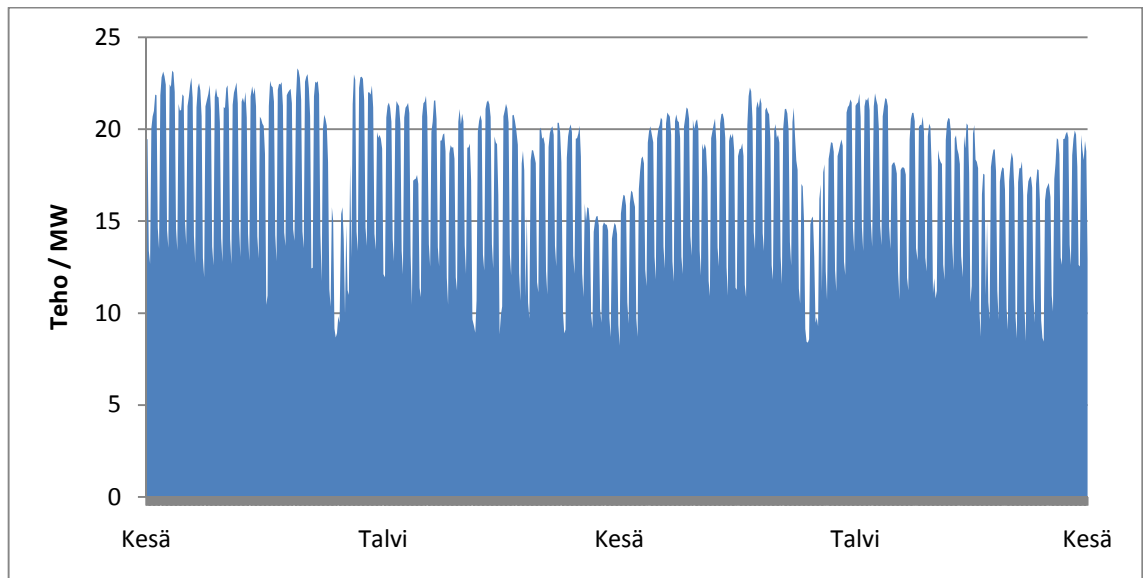
110 kV:n johto	Linikkalan sähköasemalle syötetyn virran neliö * johdon resistanssi/km * 5,46 km * 3
Keskijännitejohto	Verkkoon syötetyn tehon neliö * $1,584 \cdot 10^{-4}$
Pienjännitejohto	Verkkoon syötetyn tehon neliö * $1,918 \cdot 10^{-4}$
Jakelumuuntajien kuormitus	Verkkoon syötetyn tehon neliö * $2,529 \cdot 10^{-4}$
Sulakkeet	Verkkoon syötetyn tehon neliö * $0,238 \cdot 10^{-4}$
Omakäyttömuuntajat	Verkkoon syötetyn tehon neliö * $0,228 \cdot 10^{-4}$
Tyhjäkäyntihäviöt	Suoraan kilpiarvoista
Linikkalan päämuuntajien kuormitushäviöt	Yhtälön 6.1 S:n tilalle Linikkalan sähköasemalle syötetty teho * päämuuntajan kuormitussuhde, molempien päämuuntajien häviöt summattava yhteen
Pilvenmäen päämuuntajien kuormitushäviöt	Yhtälön 6.1 S:n tilalle Pilvenmäen sähköasemalle syötetty teho * päämuuntajan kuormitussuhde, molempien päämuuntajien häviöt summattava yhteen

Taulukon 6.4 kertoimet on laskettu luvun 6.1 määriteltyjen tietojen perustella, siten että komponentin vuoden kokonaishäviöenergian määrät täsmäävät. Komponenttikohtaisten häviöiden virheet näkyvät siis myös mallinnetussa häviökäyrässä.

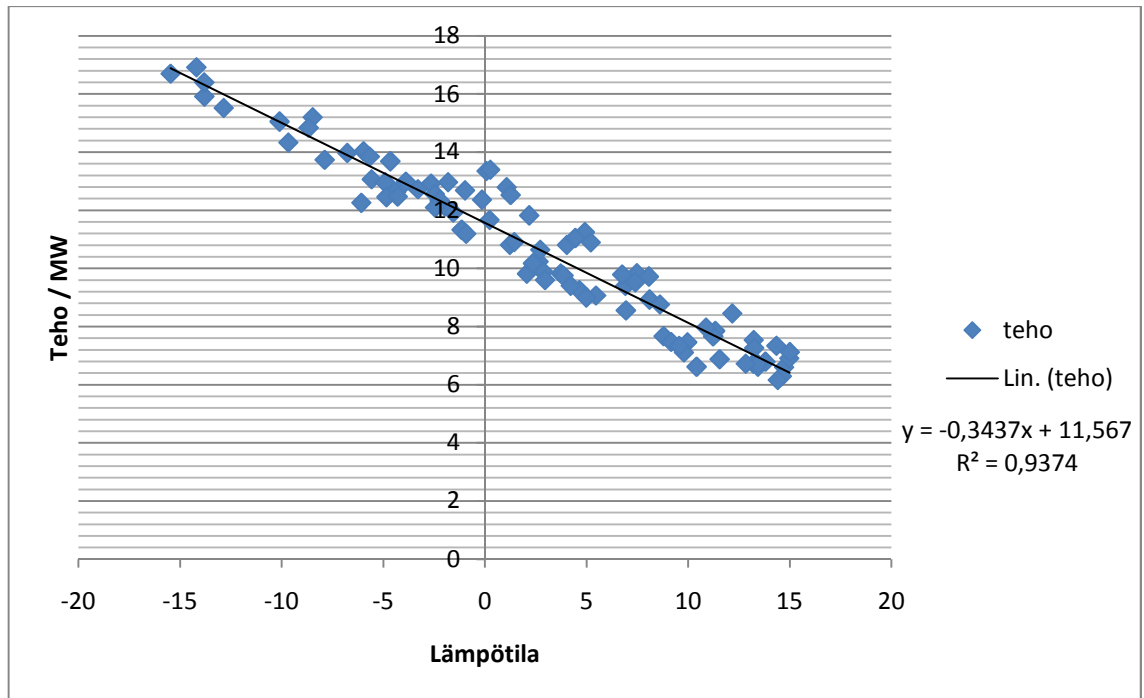
6.4. Lämpötilan vaikutus kuormitukseen

Lämpötilan lasku vaikuttaa kuormituksen nousuun. Etenkin sähkölämmitteisten asuntojen kuormitus on erittäin riippuvainen lämpötilan muutoksista. Kauppa ja teollisuusministeriön eli nykyisen työ- ja elinkeinoministeriön päätöksessä KTMp 6.7.1998/491 sähkölämmitteisten asuntojen lämpötilariippuvuudeksi on määritelty 4 % yhtä celsius-astetta kohden, kun lämpötila on alle 15 °C. [37;38]

FVP Oy:n verkolle lämpötilariippuvuutta lähdettiin tutkimaan siten, että ensiksi verkkoon tulevasta tehosta poistettiin tehotariffikuluttajat, joiden tehon kulutus on hyvin vähän lämpötilasta riippuvaa, kuten kuvasta 6.5 voidaan nähdä. Seuraavaksi laskettiin viikon keskiarvoja teholle ja Jokioisten havaintoaseman mittaamalle lämpötilalle. Lopuksi vielä poistettiin kaikki pisteet, joiden lämpötila oli yli 15 °C. Kuvassa 6.6 on kahden vuoden tehon ja lämpötilan arvoja sekä lineaarisella regressiolla laskettu suora. Kuvasta on poistettu pisteet, joiden lämpötilan viikon keskiarvo on ollut yli 15 astetta. Kuvassa on esitetty myös lineaarisella regressiolla laskettu yhtälö sekä riippuvuuden selityskerroin R^2 . R^2 :lla tarkoitetaan Pearsonin korrelaatiokertoimen neliötä. Se on selityskerroin, joka kertoo kuinka suurella todennäköisyydellä toisen muuttujan arvo on pääteltävissä toisesta. R^2 :n arvo voi vaihdella nollan ja yhden välillä, ykkösen tarkoittaessa täydellistä korrelaatiota ja nollan tarkoittaessa täydellistä lineaarista korreloimattomuutta. Muuta kuin lineaarista korrelaatiota voi kuitenkin esiintyä, vaikka R^2 olisikin nolla. Kuvassa 6.6 esitetyn R^2 :n arvo on 0,9374. [39]

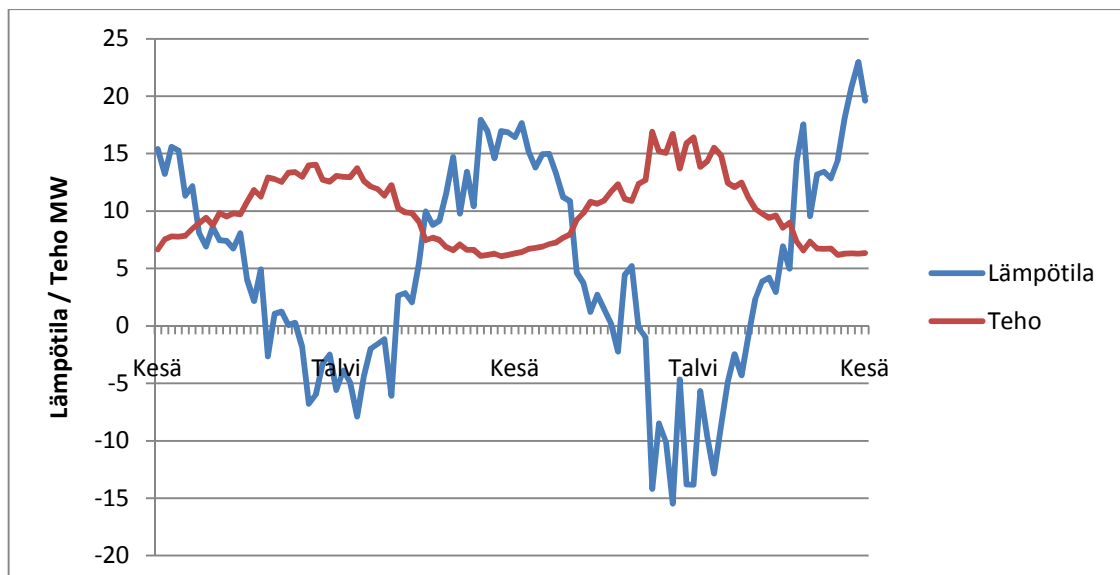


Kuva 6.5: PJ- ja SJ-tehotariffikuluttajien kahden vuoden tehontarpeen vaihtelu ajalta 1.7.2008–30.6.2010



Kuva 6.6: Teho lämpötilan funktiona ajalta 1.7.2008–30.6.2010

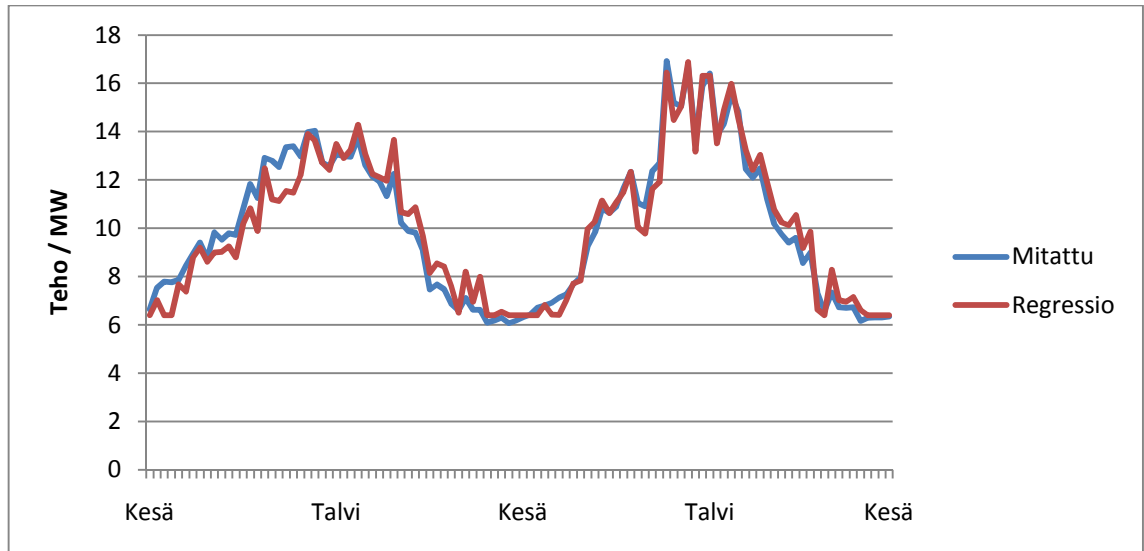
Kuvassa 6.7 on esitetty kahden vuoden tehotariffikuluttajista putsattu teho ja lämpötila ajan funktiona. Kuvasta näkee selvästi kuinka teho seuraa lämpötilan vaihteluita. Etenkin vuoden 2009 poikkeuksellisen kylmän talven tuoman tehonlisäyksen ja voimakkaiden lämpötilojenvaihteluiden ansiosta riippuvuuden näkee selvästi. Kuvasta huomaa myös sen, että lämpötilan noustessa tarpeeksi korkealle, riippuvuutta ei juuri näy.



Kuva 6.7: Kahden vuoden tehotariffikuluttajista putsattu teho ja lämpötila ajan funktiona ajalta 1.7.2008–30.6.2010

Kuvan 6.8 lineaarisen regression avulla laskettu teho tarkoittaa sitä tehoa, mikä on saatu kuvassa 6.6 esitetyllä yhtälöllä $y = -0,3437x + 11,567$. Yhtälöön x :n paikalle sijoitetaan

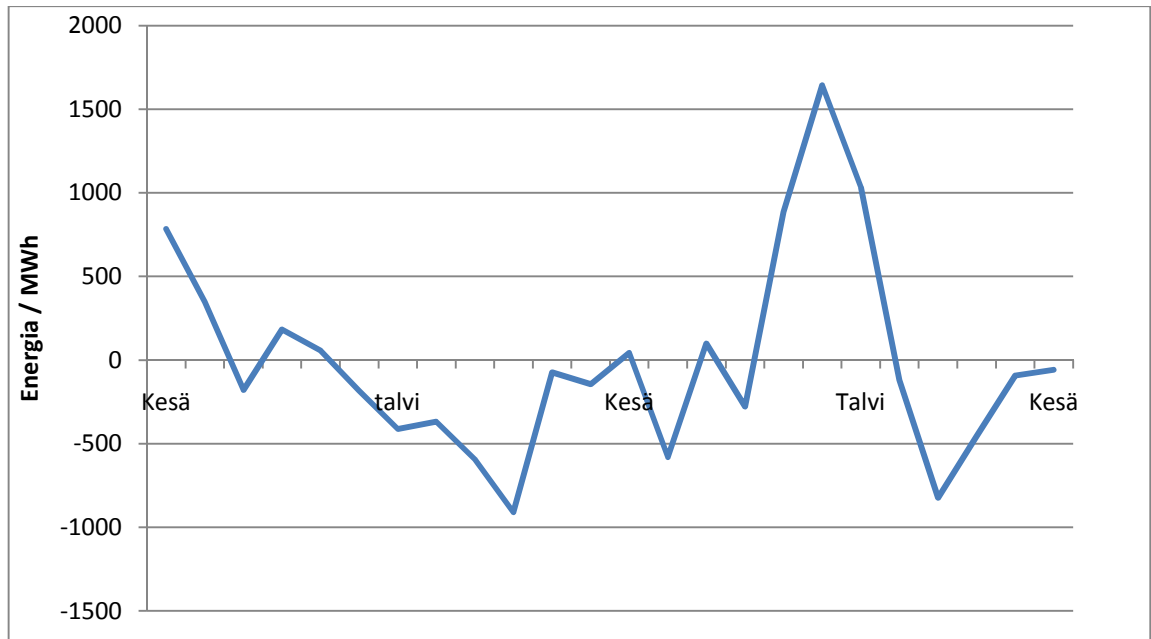
viikon keskilämpötila ja tulokseksi saadaan viikon keskiteho. Tämän lisäksi viikon keskilämpötilan noustessa yli $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ tehon oletetaan olevan $6,4\text{ MW}$. Virhettä on kahden vuoden otoksella suurimmillaan $21\text{ }%$ ja keskimääräinen virhe on $5,6\text{ }%$. Mitattu ja regressioyhtälöllä laskettu kahden vuoden energiamäärä eroaa $-0,2\text{ }%$. Huomioitavaa on se, että kahden vuoden otos on melko pieni ja tulevaisuudessa olisi syytä lisätä otosta seuraavien vuosien tiedoilla.



Kuva 6.8: Mitattu teho ja lineaarisen regression avulla laskettu teho ajalta 1.7.2008–30.6.2010

Regressiosuoran testaaminen vuosien 2007–2008 ennätysellisen leutoon talveen aiheuttaa ongelmia. Suoran ennustama teho jäi keskimäärin $16\text{ }%$ liian pieneksi. Toisena havaintona huomataan tehontarpeen olevan hieman korkeampi syksyisin kuin keväisin.

Lämpötilan aiheuttaman energiankulutuksen muutosta voidaan arvioida Jokioisten havaintoaseman pitkän ajan lämpötilojen keskiarvojen avulla. Kuukauden keskilämpötilaa verrataan mitattuun viikon keskiarvoon. Esimerkiksi edellä esitettyjen kahden vuoden mittausten perusteella tehty kuvaaja on esitetty kuvassa 6.9. Nollatasossa energia on keskilämpötilan mukainen ja lämpötilan laskiessa energiaa tarvitaan enemmän.



Kuva 6.9: Lämpötilasta johtuva energianmuutos ajalta 1.7.2008–30.6.2010

Suurin muutos on ollut 1640 MWh tammikuussa 2009 kovien pakkasten aikana. Kahden vuoden tarkastelujakson aikana lämpötilan takia energiaa on tarvittu yhteensä 200 MWh vähemmän kuin, jos lämpötila olisi ollut keskiarvon mukainen. Eli vuoden 2008 leuto talvi kompensoi vuoden 2009 kylmää talvea.

6.5. Häviöiden pienentäminen FVP Oy:n verkossa

Tässä kappaleessa on tutkittu muutamia vaihtoehtoja häviöiden konkreettiseen pienentämiseen FVP Oy:n sähköverkossa. Yleisellä tasolla energian voidaan säästää esimerkiksi korvaamalla ylikuormitetut ja vanhat komponentit uusilla, vaihtamalla muuntajat pienihäviöisempiin, kuormittamalla päämuuntajia tasaisesti ja huomioimalla energiatehokkuus saneerauksissa.

6.5.1. Päämuuntajan vaihto

Päämuuntajan vaihto alkaa tulla ajankohtaiseksi Pilvenmäen sähköasemalla. 10 MVA:n muuntajaa ollaan vaihtamassa 25 MVA:n muuntajaan. Seuraavaksi tarkastellaan muuntajan vaihdon yhteydessä tapahtuvia häviömuutoksia. Ajanjaksolta 1.7.2009–30.6.2010 suurin verkkoon syötetty pätötehohuippu on ollut 43,7 MW ja koko verkon huipunkäyttöaika 5090 tuntia. Verkkotietojärjestelmän tehonjaon avulla voidaan laskea päämuuntajalla syötetty energian määrä ja näin ollen tiedetään miten kuormitukset jakautuvat eri päämuuntajien välillä vuositasolla. Jos oletetaan, että kuormitussuhde pysyy samana läpi vuoden, niin päämuuntajien kuormitushäviöt voidaan laskea tunneittain verkkoon syötetyn tehon ja yhtälön 6.1 perusteella. Tämän lisäksi huomioon täytyy ottaa se, että voimalaitoksen syöttämä sähköenergia ei kulje päämuuntajien läpi, eikä siten aiheuta kuormitushäviöitä päämuuntajille.

Taulukko 6.5: Nykyisten päämuuntajien arvoja

Linikkalan sähköasema				
Sn / MVA	PkN / kW	P0 / kW	Kuormitussuhde	Häviöenergia / MWh
25	110	19,6	0,67	311
16	83,8	13,3	0,33	179
Pilvenmäen sähköasema				
Sn / MVA	PkN / kW	P0 / kW	Kuormitussuhde	Häviöenergia / MWh
25	110	15,5	0,5	160
10	59,3	12,2	0,5	188
Häviöenergia yhteensä				838

Uuden päämuuntajan laskelmat on tehty samoilla tuntisarjoilla kuin nykyisten päämuuntajien laskelmat. Päämuuntajan lisäksi verkon jakorajoja on muutettu siten, että luvussa 5 esitetyt verkon luotettavuuteen kohdistuvat parannukset toteutuvat, jolloin myös kuormitussuhteet vaihtuvat.

Taulukko 6.6: Uuden päämuuntajan tuomat muutokset

Linikkalan sähköasema				
Sn / MVA	PkN / kW	P0 / kW	Kuormitussuhde	Häviöenergia / MWh
25	110	19,6	0,65	303
16	83,8	13,3	0,35	187
Pilvenmäen sähköasema				
Sn / MVA	PkN / kW	P0 / kW	Kuormitussuhde	Häviöenergia / MWh
25	110	15,5	0,24	141
25	88	14,5	0,76	171
Häviöenergia yhteensä				802

Uuden päämuuntajan vaihdossa syntyvä vuotuinen energian säästö on noin 36 MWh:n luokkaa olettaen, että kuormitus pysyy vuoden 2009 tasolla. Jos häviöiden hinta on 50 €/MWh, säästöä tulisi euromääräisesti noin 1800 euroa. Tyhjäkäyntihäviöt kasvavat hieman, mutta kuormitushäviöt pienenevät. Säästöä tulisi enemmän, jos kuormitus kasvaisi, koska pienemmällä muuntajalla on suuremmat kuormitushäviöt. Kuormitushäviöt pysyvät suhteellisen pieninä, koska Kiimassuon voimalaitos syöttää osaa verkosta, jolloin Pilvenmäen päämuuntajien kuormitushäviöt pienenevät.

6.5.2. Vieremän johtolähdön maakaapelin vaihto

Vieremän johtolähdöllä syötetään verkkotietojärjestelmän mukaan isoimmat tehot huipputehon noustessa yli 10 MVA ja keskimääräisen näennäistehon ollessa noin 4,4 MVA. Alkupää on 0,55 kilometriä pitkä 120 mm² maakaapeli, joka vaihtuu 120 mm² 1,2 kilometrin pituiseksi päällystetyksi avojohdoksi, jonka jälkeen maakaapeli jatkuu. Kuormitustaso on huippukuormilla niin korkea, että 120 mm² paksuisen kaapelin kuormitetta-

vuus ylittyy. Taulukon 3.3 mukaisesti 120 mm² kaapeli kannattaa vaihtaa suoraan 240 mm² kaapeliin. Taulukosta nähdään myös, että PAS 120 vaihtaminen 240 mm² kaapeliksi on taloudellisesti kannattavaa.

Verkkotietojärjestelmän tehonjaon mukaan Vieremän lähdön huipputeho on 10,8 MW ja häviöiden huipunkäytönaika 1883 tuntia. Laskemalla häviöiden vuotuinen määrän johdolle, joka syöttää suurta teollisuuslaitosta johdon lopussa ja vertaamalla saatua tulosta paksumman johdon investoinnin annuiteettiin ja häviöihin huomataan, että taloudellisesti johdinvaihto ei ole kannattavaa.

Taulukon 3.3 mukaan 120 mm² kaapelin vaihdon taloudellinen rajateho on 4,8 MVA. Vieremän johdon keskiteho ei siis ylitä sitä, mutta koska terminen kestoisuus ylittyy, niin kaapeli täytyy vaihtaa joka tapauksessa. Jos kuormituksen oletetaan pysyvän vähintään samalla tasolla, niin uuden maakaapelin tulisi olla mahdollisimman paksumaa.

6.5.3. Kiimassuo – Pilvenmäki välin maakaapelin vaihto

Kiimassuon voimalaitoksen tuottama energia on noin 30 % koko verkon energiasta. Toimiessaan normaalisti voimalaitos syöttää kolmea johtolähtöä ja voimalaitoksen loput tehot siirtyvät Pilvenmäen sähköaseman kautta muille lähdöille kahta eri maakaapelia pitkin. Voimalaitoksen tuottamasta tehosta ja sen omakäytöstä on olemassa tuntimittaukset, joten verkkoon syötetty nettoteho saadaan niiden erotuksena. Mittausten avulla voidaan laskea Pilvenmäen sähköasemalle menevien johtojen häviöt. Laskennassa on oletettu, että voimalaitoksen syöttämän kolmen lähdön teho jakautuu keskitehojen mukaisesti vuoden jokaiselle päivälle.

Yhden johdon häviöt ovat vuodessa 70 MWh. Euromääräisesti molempien johtojen häviöt maksavat vuodessa noin 7000 euroa. Kaapelin poikkipinnan paksuntaminen ei ole taloudellisesti kannattavaa. Esimerkiksi vaihto kaksi kertaa paksumpaan johtoon puolittaa häviöt, mutta investoinnin annuiteetti on suurempi kuin häviöiden pienentymisestä saatava säästö.

6.5.4. Pehtoorinpuiston muuntajakoko

Pehtoorinpuiston muuntaja on nimellisteholtaan 315 kVA ja muuntajan huippukuorma on verkkotietojärjestelmän mukaan 395 kVA. Lähteen [40] mukaan puistomuuntamon kuormitettavuus voi ylittää 1,4 kertaa muuntajan nimellistehon. Jos kuormitus kasvaa lähivuosina, niin muuntajateho ei riitä syöttämään asiakkaita. Taulukkoon 6.7 on kerätty optimaalinen muuntajan vaihtoaika eri kuormituksen kasvuprosenteilla ja luvun 3.3.2 teorian mukaisesti laskettuna. Muuntajan huipunkäyttöaika on verkkotietojärjestelmän mukaan 4164 tuntia.

Taulukko 6.7: Muuntajan optimaalinen vaihtoaika

	Optimaalinen vaihtoaika			
Kuormituksen kasvuprosentti	500 kVA	500 kVA (pienemmät kuormitushäviöt)	800 kVA	Nykyisen muuntajan maksimikuormitus ylittyy
0 %	ei kannattavaa	ei kannattavaa	ei kannattavaa	ei ylity
1 %	24 vuotta	8 vuotta	22 vuotta	13 vuodessa
2 %	3 vuotta	heti	2 vuotta	7 vuodessa
3 %	heti	heti (isoimmat säästöt)	heti	5 vuodessa
4 %	heti	heti	heti (isoimmat säästöt)	4 vuodessa

Todellisuudessa valmistajilla on eri hintaisia ja häviöisiä muuntajia, joten jokainen investointi joudutaan tekemään tapauskohtaisesti. Taulukon 6.7 500 kVA (pienemmät kuormitushäviöt) -sarakkeessa on laskettu miten muuntajan nimellisten kuormitushäviöiden pieneneminen vaikuttaa tulokseen. Muuntajan hinta on kuitenkin pidetty samana. Nimellisen kuormitushäviön arvo on 24 % pienempi kuin isomman kuormitushäviön omaavan muuntajan arvo.

6.5.5. Tuntiluettavien energiamittareiden hyödyntäminen

Vaikka asiakkaiden energiankäytön tunneittaisella etäluennalla ei suoraan voida pienentää häviöiden määrää, niin sen avulla saadaan huomattavasti tarkempi häviöiden tunneittainen vaihtelu selville kuin kuormituskäyrillä. Lähes kaikkien energiamittareiden ollessa etäluettavia mittareita myös kaikkien asiakkaiden tuntikohtainen teholuenta on mahdollista. Tuntikohtaisen mittauksen avulla asiakkaiden kuormituskäyrät olisivat tarkkoja ja verkkoon vastaanotetun ja loppukäyttäjille syötetyn energian erotusta eli häviöenergiaa olisi helppo tarkastella tuntikohtaisesti. Etäluenta mahdollistaa myös uusien palvelujen tuomisen asiakkaille sekä poikkeavien käyttötilanteiden reaaliaikaisen seurannan esimerkiksi mittarin vikaantuessa.

Energiatoteutuksen tavoitteena on saada 80 % jakeluverkkojen käyttöpaikoista tuntiluennan piiriin vuoteen 2014 mennessä. Jakeluverkoissa siirretystä energiasta se vastaa 95 %. [41] FVP Oy on aloittanut systemaattisen mittareiden vaihdon vuonna 2004 ja lähes kaikki vanhat mittarit on vaihdettu kaukoluettaviksi. Kohteet, joissa on alle 63 A:n pääsulakkeet eivät ole tällä hetkellä tuntiluennan piirissä, mutta mittareiden tekniikka mahdollistaa myös tuntiluennan käyttöönoton.

7. YHTEENVETO

Sähköverkon käyttövarmuuden parantaminen ja häviöiden pienentäminen on monella tapaa hyödyllistä. Oikein tehtynä sähköverkonhaltija saa taloudellista hyötyä investoinneista ja toisaalta asiakkaiden sähkön laatu paranee sekä häviöenergian määrä vähenee. Etenkin suurille teollisuuslaitoksille sähkön laatu on tärkeä kriteeri.

Tässä työssä tutkittiin eri mahdollisuuksia parantaa Forssan Verkkopalvelut Oy:n sähköverkon käyttövarmuutta sekä kartoitettiin verkon häviöiden lähteet ja tutkittiin mahdollisuuksia häviöiden pienentämiseksi. Käyttövarmuuden parantamisen työkaluna käytettiin ABB:n ja Tampereen teknillisen yliopiston yhteistyössä kehittämää LuoVa-prototyypisovellusta. Sovelluksen avulla voidaan tutkia verkon luotettavuutta sekä verkostoinvestointien hyötyjä.

Sähköverkon suojausvyöhykkeiden jakaminen pienempiin osiin pienentää asiakkaiden kokemien keskeytysten määrää sekä parantaa verkon käyttövarmuutta. Suurin osa vioista tapahtuu avojohdoilla, joten pitkien avojohto-osien jakaminen pienempiin suojausvyöhykkeisiin maastokatkaisijoiden avulla estää vikojen leviämisen lähtöjen alkupäihin. Toisaalta kauko-ohjattavilla erottimilla voidaan lyhentää asiakkaiden kokemien keskeytysten pituutta. Käsien ohjattuna asentajan on oltava fyysisesti paikalla, mutta kauko-ohjauksella erottimen voi avata tai sulkea suoraan valvomosta.

Maastokatkaisijoiden sekä kauko-ohjattavien erottimien asentamista verkkoon tutkittiin niistä saatavan nopean ja suhteellisen edullisen hinnan takia. FVP Oy:n verkossa mahdollisia paikkoja on vähän, mutta laskelmat osoittavat keskeytyskustannusten ja -tunnuslukujen pienenevän oleellisesti ehdotetuissa paikoissa. Maaseutulähtöjen suojausvyöhykkeiden pienentyessä lähtöjen alkupään jakorajoja voidaan muuttaa siten, että lähdöt syöttävät useampia asiakkaita. Näin ollen lähtöjen syöttämät tehot jakautuvat tasaisemmin ja keskijänniteverkon häviöt pienenevät.

Jännitekuopat osoittautuivat ongelmaksi isoille teollisuusasiakkaille. Kuoppien pienentämiseksi ehdotettiin uuden päämuuntajan ostoa. Tällöin osaa kriittisistä asiakkaista voidaan syöttää uuden päämuuntajan avulla, jonka kaikki johtolähdöt olisivat pääasiassa maakaapelia. Näin ollen vikojen sekä myös jännitekuoppien määrä pienenee oleellisesti. Toisena parannuksena ehdotettiin MO-ylijännitesuojien asentamista avojohtoverkon pylväsmuuntajille, jotta jännitekuoppien aiheuttamat ongelmat vähenisivät.

FVP Oy:n sähköverkossa syntyvien häviöiden lähteet selvitettiin komponentti-kohtaisesti ja jaettiin tyhjäkäynti- sekä kuormitushäviöihin. Tyhjäkäyntihäviöiden osuudeksi saatiin 31,9 %. Häviöiden laskennallinen kokonaismäärä jää vajaaksi energiataseen avulla lasketusta häviöenergiasta.

Häviökäyrän mallinnukseen tutkittiin Markku Kinnusen lisensiaatintyössä esittämän mallin toimivuutta FVP Oy:n sähköverkkoon, mutta tulokset jäivät yli 10 % pienemmiksi kuin lasketut komponenttikohtaiset häviöt. Häviökäyrää parannettiin mitatun tiedon perusteella sekä Kinnusen mallin käyttämien kertoimien tapaisesti. Häviökäyrän toimivuutta tulisi testata tulevaisuuden energiatiedoilla, jotta nähtäisiin sen toimivuus.

Häviöiden pienentämisen osalta tutkittiin, onko johtojen poikkipinta-alan paksuntaminen kannattavaa taloudellisessa mielessä. Johtopäätöksenä saatiin, että käytetyillä parametreilla nykyinen paksuus on riittävä. Ongelmaksi osoittautui pikemminkin maakaapelien termisen kestävyys ylittyminen. Jos kaapelin paksuutta joudutaan lisäämään sen takia, että sallittu kuormitettavuus ylittyy, niin silloin uuden johdon poikkipinta-alaa tulisi tarkastella tapauskohtaisesti. Näissä tapauksissa useimmiten pinta-alan suurentaminen enemmän kuin yhden kertaluokan on perusteltua. Investointikustannuksissa ei ole niin suurta eroa, että vain minimikorotus poikkipintaan olisi järkevää.

LÄHTEET

- [1] Energiamarkkinavirasto, Sähkön siirtohinnoittelun valvonta [WWW]. [viitattu 31.9.2010], saatavissa: www.energiamarkkinavirasto.fi.
- [2] Energiamarkkinavirasto, Energiatehokkuussopimus [WWW]. [viitattu 8.9.2010], saatavissa:
<http://www.energia.fi/fi/ymparisto/energiatehokkuus/energiatehokkuussopimus>
- [3] Forssan Verkkopalvelut Oy [WWW]. [viitattu 7.6.2010], saatavissa: www.fvp.fi
- [4] Partanen, J., Honkapuro, S., Lassila, J., Kaipia, T., Verho, P., Järventausta, P., Stranden, J., Mäkinen, A., Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot. Lappeenrannan teknillinen yliopisto ja Tampereen teknillinen yliopisto, 2010, 61 s.
- [5] Silvast, A., Heine, P., Lehtonen, M., Kivikko, K., Mäkinen, A., Järventausta, P., Sähköverkon keskeytyksestä aiheutuva haitta. Teknillinen korkeakoulu ja Tampereen teknillinen yliopisto, 2005, 101 s. + liitt. 74 s.
- [6] Honkapuro, S., Tahvanainen, K., Viljainen, S., Partanen, J., Mäkinen, A., Verho, P., Järventausta, P., Keskeytystunnuslukujen referenssiarvon määrittäminen. Lappeenrannan teknillinen yliopisto ja Tampereen teknillinen yliopisto, 2007, 39 s.
- [7] Energiamarkkinavirasto, Menetelmät sähköjakeluverkkotoiminnan tuoton määrittämiseksi 1.1 2008 alkavalla ja 31.12.2011 päättyvällä valvontajaksolla. Energiamarkkinaviraston päätös Dnro 421/424/2007, liite 1, Helsinki, 2007, 99 s.
- [8] Tilastokeskus [WWW]. Rakennuskustannusindeksin tilastotietokannat, [viitattu 1.6.2010], saatavissa: <http://www.stat.fi/>
- [9] Honkapuro, S., Tahvanainen, K., Viljainen, S., Lassila, J., Partanen, J., Kivikko, K., Mäkinen, A., Järventausta, P., DEA-mallilla suoritettavan tehokkuusmittauksen kehittäminen. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2006, 81 s. + liitt. 15 s.
- [10] Mäkinen, A., Rissanen, J., Järventausta, P., Sähkönjakeluverkon jännitekuoppien seuranta osana sähkön laadun hallintaa, Tampereen teknillinen korkeakoulu, 2001, TESLA raportti NRO 45/2001, 35 s.
- [11] Pohjanheimo, P., A probabilistic method for comprehensive voltage sag management in power distribution systems. Väitöskirja, Teknillinen korkeakoulu, sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto, Espoo, 2003, 87 s.

- [12] Järvinen J., Jännitekuopat osana sähkönjakeluverkon luotettavuuspohjaista verkostoanalyysiä. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2004, 102 s.
- [13] Järventausta, P., Mäkinen, A., Kivikko, K., Partanen, J., Lassila, J., Viljanen, S., Sähköverkon kehittämisvelvoitteen arviointi käyttövarmuuden näkökulmasta. Tampereen teknillinen yliopisto ja Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2004, Energiamarkkinaviraston julkaisuja 1/2005, 43 s.
- [14] Energiamarkkinavirasto, Vuoden 2004 alusta kerättävät sähkön laatua kuvaavat tunnusluvut. Helsinki, 2003, Dnro 208/429/2003, 3 s.
- [15] Verho, P., Pylvänäinen, J., Järvinen, J., Oravasaari, M., Kunttu, S., Sarsama, J., Luotettavuuspohjainen verkostoanalyysi (LuoVa) projektin loppuraportti. Tampereen teknillinen yliopisto, 2005, 116 s.
- [16] Eskelinen, J., Sähkönjakeluverkon käyttövarmuuden kehittäminen. Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2008, 109 s.
- [17] Marttila, M., Keskijänniteverkon ylijännitesuojauksen optimointi. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2007, 101 s.
- [18] ABB Oy, Teknisiä tietoja ja taulukoita. 9. painos, Vaasa, 2000
- [19] Kinnunen, M., Sähkönjakeluverkon tuntihäviöiden markkinaperusteisen häviökustannusten mallinnus. Lisensiaattityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2002, 129 s. + liitt. 26 s.
- [20] L 17.3.1995/386. Sähkömarkkinalaki
- [21] Kuisma, K., Sähköverkon häviöiden mallintaminen ja häviösähkön hankinta. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2008, 81 s. + liitt. 4 s.
- [22] Lakervi, E., Holmes, E. J., Electricity distribution network design, 2nd edition, IEEE power engineering series 21, London, 2003, Short Run Press Ltd, 325 s.
- [23] Partanen, J., Lohjala, J., Kaipia, T., Rissanen, A., Lassila, J., Lahti, K., Kärnä, A., 20/1/0,4 kV sähkönjakelujärjestelmä. Lappeenrannan teknillinen yliopisto ja Tampereen teknillinen yliopisto, 2005, 84 s. + liitt. 5 s.
- [24] Energiamarkkinavirasto, Verkkokomponentit ja indeksikorjatut yksikköhinnat vuodelle 2010. Helsinki, 2010

- [25] Nokia Capacitor Oy, Kompensointi ja suodatus. [WWW]. [viitattu 2.9.2010], saatavissa: www.nokiancapacitor.fi
- [26] Boren, H., Tulevaisuuden sähköpylväs. Nurmes, 2010, Energiateollisuus ry / Sähkötutkimuspooli, 145 s.
- [27] Energiateollisuus, Keskeytystilastot 2005–2009 [WWW]. [viitattu 7.6.2010], saatavissa: www.energia.fi/fi/tilastot/keskeytystilastot
- [28] Uurasjärvi, J., Vatajankosken Sähkö Oy:n sähkönjakelun kehittämisperiaatteet. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2007, 84 s.
- [29] Lakervi, E., Partanen, J., Sähkönjakelutekniikka. Helsinki, 2008, Otatieto, 294 s.
- [30] Toni Elfving. HK Ruokatalo Oy, Forssa, Haastattelu 4.6.2010
- [31] Heine, P., Pohjanheimo, P., Lehtonen, M., Lakervi, E., A Method for Estimating the Frequency and Cost of Voltage Sags. IEEE Transactions on Power Systems Vol 17 No. 2, 2002, 290–296 s.
- [32] CLC2006 kartta-aineisto [WWW]. [viitattu 14.9.2010], saatavissa: www.ymparisto.fi/oiva
- [33] Motiva Oy, Energiapalvelujen toimenpideohjelma, Ohjeita yrityskohtaisen suunnitelman laatimiseksi. Helsinki, 2009, 14 s.
- [34] Energiamarkkinavirasto, Sähköverkkotoiminnan tunnusluvut vuodelta 2004–2008 [WWW]. [viitattu 23.7.2010], saatavissa: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/select.asp?gid=69&pgid=69>
- [35] ABB Oy, Pienjännitekojeet: Kahvasulakkeet 2...1600 A gG- ja aM- tyypit [WWW]. [viitattu 26.7.2010], saatavissa: www.abb.com
- [36] Energiamarkkinavirasto, Sähkön jakeluverkkotoiminnan laajenemisen kustannusvaikutuksiin liittyvä konsulttityö. Dnro 51/25/2004, Helsinki, 2004, 19 s. + liitt. 9 s.
- [37] Konsén, L., Keskipitkän aikavälin myyntiennusteen parantaminen energiayhtiössä. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2008, 80 s.
- [38] KTMp 6.7.1998/491, KTMp tyyppikuormituskäyristä sähkökauppojen selvittämisessä, muutettu 31.10.2000

- [39] Tilastokeskuksen verkkokoulu, Pearsonin korrelaatiokertoimen määritelmä [WWW]. [viitattu 18.7.2010], saatavissa: www.stat.fi/tup/verkkokoulu
- [40] Lohjala, J., Haja-asutusalueiden sähköjakelujärjestelmien kehittäminen – erityisesti 1000 V jakelujännitteen käyttömahdollisuudet. Väitöskirja, Lappeenrannan tekninen yliopisto, 2005, 201 s.
- [41] Energiateollisuus ry, Lehdistötiedote 16.8.2007 [WWW]. [viitattu 19.10.2010], saatavissa: www.energia.fi
- [42] Draka NK cables Oy, AHXAMK-W 12/20 kV keskijännitemaakaapelit tuote-esite. 2004
- [43] Prysmian cables & systems, Teräsvahvisteinen alumiinijohdin. ASCR-johdot tuote-esite. 2008

LIITE 1: JOHDINTEN TEKNISET TIEDOT JA INVESTOINTIKUSTANNUKSET

Taulukko: Maakaapeleiden tietoja [24;42]

Maakaapelit	Resistanssi Ω / km 20°C DC	Max kuormitus- virta A	Investointikustannus € / km
AHXAMK-W 3x70+35 12/20 kV	0,443	200	24980
AHXAMK-W 3x120+35 12/20 kV	0,253	265	34200
AHXAMK-W 3x150+35 12/20 kV	0,206	300	41510
AHXAMK-W 3x240+70 12/20 kV	0,125	385	47130

Investointikustannuksiin lisättävä kaivuukustannukset 10000 €/km

Taulukko: Avojohtojen tietoja [24;43]

Avojohdot	Resistanssi Ω / km 20°C DC	Max kuormitus- virta A	Investointikustannus € / km
Sparrow AF40	0,847	210	17720
Raven AF 62	0,535	280	21740
Pigeon AF 99	0,337	360	24850
PAS 70	0,493	310	28940
PAS 120	0,289	430	32260

LIITE 2: KUUKAUDEN KESKILÄMPÖTILAT

Taulukko: *Kuukauden keskilämpötilat*

Tammikuu	-5,9
Helmikuu	-6,5
Maaliskuu	-2,7
Huhtikuu	2,7
Toukokuu	9,5
Kesäkuu	14,1
Heinäkuu	16,1
Elokuu	14,5
Syyskuu	9,3
Lokakuu	4,6
Marraskuu	-0,4
Joulukuu	-4,1

LIITE 3: LUOVA-SOVELLUKSEN PARAMETRIT

Taulukko: Pysyvien vikojen perusvikataajuudet

Komponentti	Vian syy	Vikataajuus / vuosi / 100 km (tai kpl)	Maa- sulku %	Parametrointi (kerroin)
Avojohto	Tuuli/lumi	3,4	25	Metsäisyys (0,1-2)
	Muut viat (sis. ukkonen)	1,8	50	Kuntokerroin (0,6-1,4) Johdintyyppikerroin(0,5-2)
	Vikaa / 100 kpl	0,1		
PAS-johto	Tuuli/lumi	1	50	Metsäisyys (0,1-1,5)
	Muu	1	50	Johdintyyppikerroin(0,5-2)
Maakaapeli	Rakenne	0,24	50	Tyyppi (0,5-2)
	Kaivuu	0,37	50	Kaivuualttius (0,8-1,2)
	Muu	0,41	50	Kuntokerroin (0,8-1,2) Jatkokerroin (1-)
Muuntamo	Ukkonen	0,12	50	Sijainti / ylijännitesuojaus (0,2-2)
	Eläimet	0,11	50	Eläinsuojaus (0,5-2) Kompleksisuuskerroin (1-)
	Muut viat	0,54	50	Kuntokerroin (0,6-1,4) Kompleksisuuskerroin (0,5-2)
Erotin		0,2	50	Eläinsuojaus (0,5-2) Kuntokerroin (0,6-1,4)

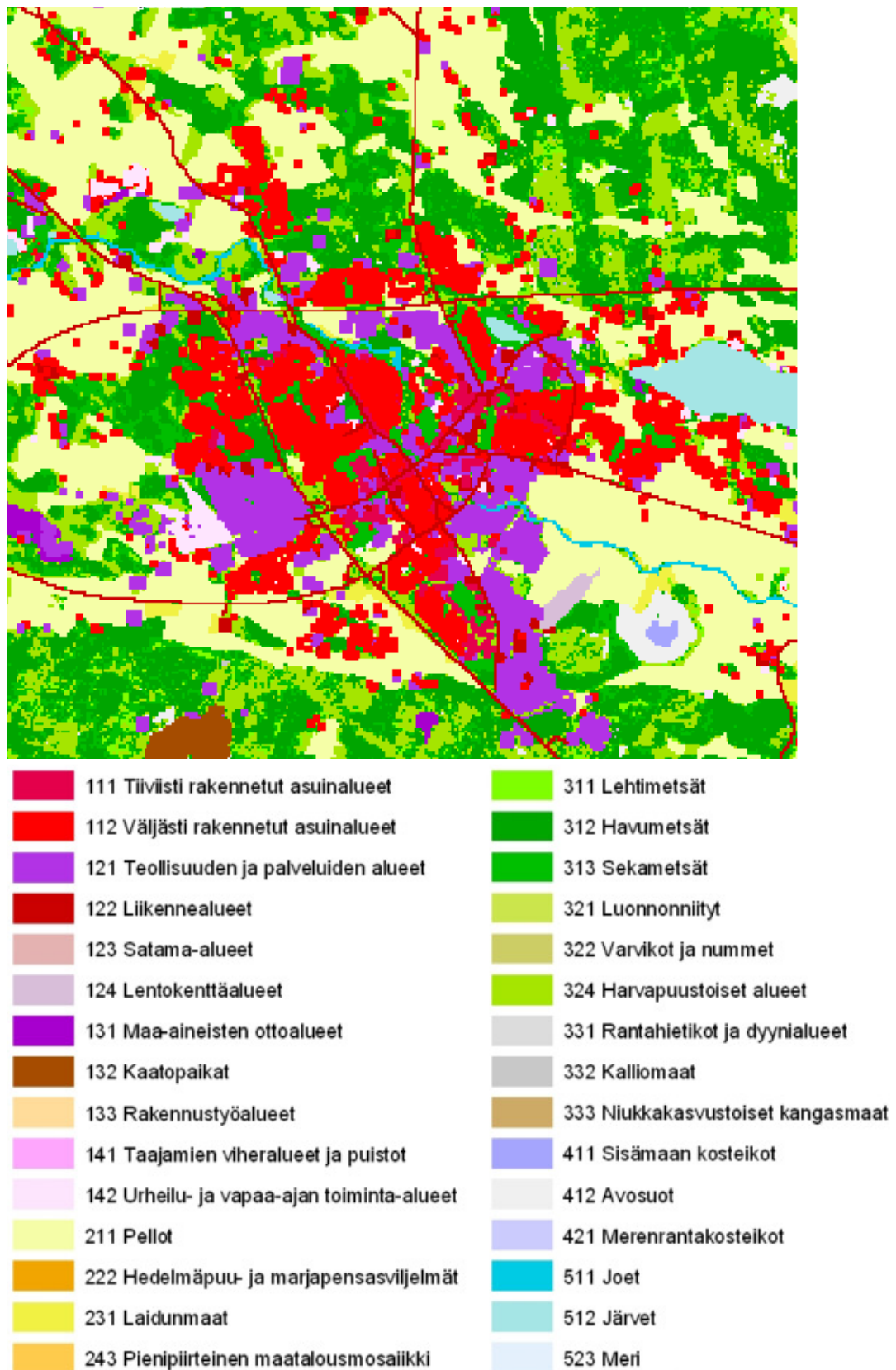
Avojohtojen vian syy sarakkeessa vikaa/100 kpl huomio johdon pituudesta riippuvia vi-koja, kuten jomppivikoja.

Taulukko: Jälleenkytkentöjen perusvikataajuudet

Komponentti	Vian syy	JK-taajuus / vuosi /100 km	Maa- sulku %	Parametrointi (kerroin)
Avojohto	Tuuli/lumi	6,3	25	Metsäisyys (0,1-1,5) Sammutus (0,5-1)
	Ukkonen	3,8	25	Lähdön ylijännitesuojaus- suhde (0,5-2)
	Muut viat	1,3	50	Kuntokerroin (0,8-1,2)
PAS-johto	Tuuli/lumi	0,7	0	Metsäisyys (0,1-1,5)
	Muu	0,7	50	Johdintyyppikerroin(0,5- 2)
Maakaapeli	Rakenne	0		
	Kaivuu	0		
	Muu	0		
Muuntamo	Ukkonen	0		Ei oteta huomioon Luo- Vassa
	Eläimet	3,8	50	Eläinsuojaus (0,5-2) Sammutus (0,5-1)
	Muut viat	0		Ei oteta huomioon Luo- Vassa
Erotin		1,3	50	Eläinsuojaus (0,5-2) Sammutus (0,5-1)

Työssä ei oteta muita parametroidikertoimia huomioon kuin metsäisyysaste, lähdön ylijännitesuojausaste sekä muuntamoiden ja maakaapeleiden kuntokertoimet.

LIITE 4: FORSSAN MAANKÄYTÖN ALUEJAKO



Kuva: Forssan maankäytön aluejako[32]